

ANÁLISIS DEL MÉTODO DE CONTINUACIÓN PARA EL ESTUDIO DE ESTABILIDAD DE Tensión.

JOHN JAIRO BENAVIDES ERASO
DIEGO FERNANDO MAYA PAREDES

UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA
FACULTAD DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA, FÍSICA Y CIENCIAS
DE LA COMPUTACIÓN
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
PEREIRA
2008

ANÁLISIS DEL MÉTODO DE CONTINUACIÓN PARA EL ESTUDIO
DE ESTABILIDAD DE TENSIÓN.

Trabajo de Grado para Optar al Título de
Ingeniero Electricista

JOHN JAIRO BENAVIDES ERASO
DIEGO FERNANDO MAYA PAREDES

Director
M.Sc.CARLOS ALBERTO RIOS.

UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA
FACULTAD DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA, FÍSICA Y CIENCIAS
DE LA COMPUTACIÓN
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
PEREIRA
2008

Índice general

Índice general	III
Índice de figuras	V
1. INTRODUCCIÓN	3
2. ESTABILIDAD DE TENSIÓN	9
2.1. INTRODUCCIÓN	9
2.2. DEFINICIÓN Y CONCEPTOS BÁSICOS	10
2.2.1. Estabilidad de tensión ante grandes disturbios	11
2.2.2. Estabilidad de tensión ante pequeños disturbios	12
2.2.3. Estabilidad de tensión de corto plazo	12
2.2.4. Estabilidad de tensión de largo plazo	12
2.3. COLAPSO DE TENSIÓN	13
2.4. ¿QUE SE BUSCA EN UN ESTUDIO DE ESTABILIDAD DE TENSIÓN?	13
2.5. ANÁLISIS ESTÁTICO VERSUS ANÁLISIS DINÁMICO	14
3. RESEÑA HISTÓRICA DEL SECTOR ELÉCTRICO COLOMBIANO	15
3.1. ANTECEDENTES	15
3.2. CARACTERÍSTICAS DEL SECTOR ELÉCTRICO COLOMBIANO	21
3.2.1. Magnitudes eléctricas	21
3.2.2. Tensión:	21
3.2.3. Disposición espacial	22
3.2.4. Datos temporales	22
3.2.5. Areas y regiones	22
3.2.6. La demanda de energía eléctrica	22
3.2.7. El balance de potencia	23
3.2.8. La red eléctrica interregional	23
3.3. RIESGOS DE INESTABILIDAD DE TENSIÓN EN COLOMBIA	23
4. ALGUNOS ASPECTOS TEÓRICOS RELEVANTES	25
4.1. TRANSMISIÓN DE POTENCIA REACTIVA	25

4.2. LIMITES	27
4.3. MANTENIENDO EL NIVEL DE TENSIÓN	29
4.4. BIFURCACIONES	29
4.4.1. Bifurcación silla nodo y el colapso de tensión	30
4.4.2. Valores propios en el punto de bifurcación silla-nodo	33
4.5. MODELOS DE CARGA Y LAS CARACTERÍSTICAS DE LA RED PV	34
5. INDICES DE ESTABILIDAD DE TENSIÓN	39
5.1. FACTORES DE SENSIBILIDAD.	39
5.2. VALORES SINGULARES Y VALORES PROPIOS.	40
5.2.1. Valores singulares.	40
5.2.2. Valores propios.	41
5.3. MARGEN DE CARGA.	42
5.3.1. Métodos directos	43
5.3.2. Método de continuación	44
5.3.3. Paso predictor y parametrización	45
5.3.4. Algunos detalles sobre parametrización	47
5.3.5. Parametrización local	48
6. MÉTODO DE CONTINUACIÓN APLICADO A UN FLUJO DE POTENCIA	51
6.1. REFORMULANDO LAS ECUACIONES DE FLUJO DE POTENCIA	51
6.2. APLICACIÓN DEL MÉTODO DE CONTINUACIÓN	54
6.3. FLUJOGRAMA DEL MÉTODO DE CONTINUACIÓN	58
6.4. EJEMPLO NUMÉRICO	60
7. PRUEBAS Y RESULTADOS	65
7.1. RESULTADOS SISTEMA IEEE 14 NODOS CON VARIACIÓN EN GENERACIÓN.	67
7.2. RESULTADOS SISTEMA IEEE 24 NODOS CON VARIACIÓN EN GENERACIÓN.	70
7.3. RESULTADOS SISTEMA IEEE 14 NODOS CON VARIACIÓN EN DEMANDA	74
7.4. RESULTADOS SISTEMA IEEE 24 NODOS CON VARIACIÓN EN DEMANDA	75
8. CONCLUSIONES	81
Bibliografía	83
BASE DE DATOS SISTEMA IEEE 14 NODOS	A-1
BASE DE DATOS SISTEMA IEEE 24 NODOS	A-3
ALGORITMO DESARROLLADO EN SOFTWARE MATLAB	B-1

Índice de figuras

4.1. Modelo simplificado de un sistema eléctrico de potencia con dos barras.	25
4.2. Límite de potencia reactiva llegado a un punto de funcionamiento estable	28
4.3. Límite de potencia reactiva llegado a un punto de funcionamiento inestable	29
4.4. Consumo de potencia activa	31
4.5. Variación de la magnitud de la tensión con la carga	31
4.6. Equilibrios estables e inestables para una carga moderada	32
4.7. Equilibrio inestable para una carga máxima.	32
4.8. Equilibrio inexistente para una carga mayor que el máximo.	33
4.9. Característica de un sistema PV sin pérdidas, con un factor de potencia unitario y sin la acción del control y los dispositivos de protección.	35
4.10. Familias de la curva PV para diferentes valores de factor de potencia	36
4.11. Puntos de operación posibles para PV.	37
5.1. Esquema predictor y corrector	45
5.2. Método predictor secante.	47
5.3. Problema asociado al método predictor secante.	47
5.4. Técnica de corrección basada en un vector perpendicular.	49
5.5. Técnica basada en una parametrización local.	50
6.1. Flujograma del método de continuación	59
6.2. Gráfica que representa a $f(x)$	60
6.3. Método de continuación parametrizado por λ	63
6.4. Método de continuación parametrizado localmente.	64
6.5. Trayectoria de solución para diferentes pasos.	64
7.1. Gráfica caso base en generación y demanda.	67
7.2. Gráfica caso base en generación y demanda nodos 10 y 14.	68
7.3. Gráfica 1 variación en generación nodos 10 y 14.	68
7.4. Gráfica 2 variación en generación nodos 10 y 14.	69
7.5. Gráfica 3 variación en generación nodos 10 y 14.	69
7.6. Gráfica 4 variación en generación nodos 10 y 14.	70
7.7. Gráfica caso base en generación y demanda.	71
7.8. Gráfica 1 caso base en generación y demanda nodos 9, 12 y 13.	71
7.9. Gráfica 2 variación en generación nodos 9, 12 y 13.	72
7.10. Gráfica 3 variación en generación nodos 10 y 14.	72

7.11. Grafica variación en generación nodos 10 y 14.	73
7.12. Grafica variación en generación nodos 10 y 14.	73
7.13. Grafica 1 variación en demanda nodos 9, 10 y 14.	74
7.14. Grafica 2 variación en demanda nodos 9, 10 y 14.	75
7.15. Grafica 3 variación en demanda nodos 9, 10 y 14.	76
7.16. Grafica 4 variación en demanda nodos 9, 10 y 14.	76
7.17. Grafica 5 variación en demanda nodos 9, 10 y 14.	77
7.18. Grafica 6 variación en demanda nodos 9, 10 y 14.	77
7.19. Grafica 1 variación en demanda nodos 9, 12 y 13.	78
7.20. Grafica 2 variación en demanda nodos 9, 12 y 13.	78
7.21. Grafica 3 variación en demanda nodos 9, 12 y 13.	79
7.22. Grafica 4 variación en demanda nodos 9, 12 y 13.	79
7.23. Grafica 5 variación en demanda nodos 9, 12 y 13.	80
7.24. Grafica 6 variación en demanda nodos 9, 12 y 13.	80

LISTA DE SIMBOLOS

V - Magnitud de tensión.

δ - Angulo de tensión.

S - Potencia aparente.

P - Potencia Activa.

Q - Potencia Reactiva.

PQ - Barra de carga.

PV - Barra de carga con control de reactivos o de generación.

W - Vector propio derecho.

λ - Parámetro de carga.

ω - Multiplicadores de lagrange.

J - Matriz Jacobiana.

PMC - Punto máximo de carga.

σ - Tamaño de paso en la dirección del vector tangente.

σ_o - Valor inicial para el tamaño de paso en la dirección del vector tangente.

σ_1 - Tamaño de paso basado en la norma del vector tangente.

ϵ - Tolerancia para la convergencia.

AGRADECIMIENTOS

JOHN JAIRO BENAVIDES.

Primero que todo agradezco a Dios por mi existencia y su dirección a lo largo de mi vida enseñándome cada día a ser una mejor persona.

La más sincera gratitud al Ing. Carlos Alberto Ríos y al Ing. Oscar Gomes por su apoyo y orientación a lo largo del proyecto ya que sin su ayuda y dedicación no sería posible la culminación de este.

Me gustaría además agradecer a mi Madre Gloria del Carmen Eraso por su amor y sabiduría, a mi padre Jesús Benavides por su apoyo, a Fernanda por su paciencia y comprensión, a mis amigos que me acogieron como si fuera parte de su familia y a todas las personas que de alguna forma contribuyeron a la culminación de esta etapa en mi vida.

DIEGO FERNANDO MAYA P.

A Dios, por darme la vida guiando mi camino brindándome la oportunidad de realizarme como persona, proporcionándome la perseverancia para seguir adelante a pesar de las adversidades.

A Mi madre Jenny Paredes y mi padre Diomedes Maya, quienes son los pilares de mi fortaleza que infundieron el amor, el respeto, y la responsabilidad además de la confianza que depositaron en mí, para que sea una persona de bien cada día.

A mis hermanos por su comprensión y apoyo durante los años que le dediqué a este trabajo de Tesis.

A una persona muy especial que me acompañó durante la culminación de esta meta gracias Diana.

A mis profesores quienes con su conocimiento aportaron de manera positiva mi formación como profesional.

A mis compañeros por su ayuda en los momentos donde se veían inalcanzables estas metas.

A todas las personas que directa o indirectamente ayudaron a ser quien soy.

INTRODUCCIÓN

IMPORTANCIA Y ORIGEN DE ESTE DOCUMENTO

Durante los últimos años, el aumento de las transacciones comerciales ha traído consigo el proceso de reestructuración del sector eléctrico, el crecimiento de los sistemas eléctricos de potencia e incremento de las demandas de energía; cambiando la manera como los sistemas de potencia son operados. Los procesos de reestructuración del sector eléctrico han introducido una mayor competencia económica entre las compañías y por tanto una alta utilización del sistema de transmisión que puede ser beneficiosa económicamente. Sin embargo estos condicionamientos han traído como consecuencia un funcionamiento de los sistemas de potencia con una mayor restricción en sus límites de seguridad y una operación cada vez más difícil y riesgosa desde el punto de vista de la seguridad y calidad del servicio.

La seguridad del sistema eléctrico es crucial para la sociedad; cualquier reducción en este aspecto debe ser considerada como un daño potencial en contra de la economía del país y la calidad de vida nacional. En Colombia importantes beneficios económicos se han alcanzado a través de la planeación y coordinación de la operación del Sistema Interconectado Nacional. Los beneficios son resultado de la reducción de los requerimientos de margen de capacidad generada y la habilidad de programar la generación basada en el menor costo, pero siempre garantizando un adecuado nivel de seguridad.

La definición de calidad en un sistema de potencia implica garantizar un nivel de voltaje normalizado que permita una operación segura, confiable y eficiente. El hecho de operar un sistema de potencia manteniendo los voltajes de la red dentro de ciertos márgenes previene al sistema de las consecuencias negativas que originan las bajas tensiones sobre la red y de los efectos más graves en los sobrevoltajes.

El control de los voltajes en un sistema eléctrico de potencia es una de las tareas más críticas y complicadas a las que se enfrentan los operadores de la red. En especial en estos últimos años con la liberalización de los mercados y el fuerte incremento de la demanda. Este fuerte incremento se observa en el PLAN DE EXPANSIÓN DE REFERENCIA GENERACION TRANSMISIÓN 2008-2022, publicado por la UPME. Estas situaciones han llevado a que los sistemas eléctricos funcionen en muchos casos en niveles próximos a sus límites.

Para asegurar la operación segura y con calidad desde el punto de vista de voltaje, los sistemas de potencia se deben planear y operar con la suficiente reserva de potencia reactiva en los generadores y otros elementos de compensación, de tal manera que el sistema esté en capacidad de responder ante ciertas perturbaciones o a cambios en las condiciones de la operación; todo lo cual se debe desarrollar como respuesta al ambiente de competencia que se impone.

El control de voltaje es la acción operativa para conservar la tensión dentro de una franja permitida dentro de un área dada, proporcionando el adecuado flujo de potencia reactiva por el sistema de transmisión en un momento dado, en tal forma que se pueda hacer un elevado transporte de potencia activa. Los niveles de voltaje son controlados generalmente por los operadores de los centros de control de energía usando mecanismos como la conmutación de condensadores y reactores, movimientos de los cambiadores de tap bajo carga de los transformadores, ajuste del campo de excitación para variar la generación de potencia reactiva, desconexión y conexión de líneas de transmisión y en casos extremos los cortes de carga (deslastre de carga). Sin embargo, los aumentos continuos de carga, las salidas no programadas de elementos del sistema de transmisión y unidades de generación, una combinación de acciones y de interacciones no adecuados en el sistema de potencia pueden conducir eventualmente al sistema a experimentar una caída no controlada del voltaje, lo cual puede conducir a una rápida pérdida de las fuentes de energía eléctrica en amplias áreas, afectando a veces a millones de personas. Este fenómeno se conoce en la literatura como colapso de voltaje.

En los últimos años se ha incrementado el número de apagones en el mundo por colapso de voltaje, de tal manera, que en promedio de los últimos veinte años se ha presentado al menos un apagón de gran magnitud por año.

El aumento en la carga en los sistemas de potencia genera un aumento en las pérdidas reactivas en las líneas de transmisión. Las variaciones de las magnitudes de las tensiones entre los terminales de una línea de transmisión combinados con una gran diferencia angular son responsables de los cambios y alteraciones en las pérdidas de potencia reactiva. Estos cambios, en parte, por la generación de reactivos en las barras PV a partir de un control de tensión en los terminales. En este intento de mantener una adecuada tensión (cercana a $1pu$), las reservas de reactivos pueden escapar y provocar la pérdida del control de tensión por parte de los generadores. Como consecuencia, ha habido una caída de tensión que ocasiona un aumento en la diferencia angular entre los terminales de la línea de transmisión.

El objetivo de este aumento es mantener la transmisión de potencia activa. Luego, un aumento en la diferencia angular sumado a una caída de tensión y una reducción del apoyo de reactivos por parte de los bancos de condensadores causara un nuevo aumento en las pérdidas reactivas de las líneas de transmisión llevando a operar al sistema en una región en la cual no hay mas control de tensión (2000) [ALVES D. A \(2000\)](#).

Esta progresiva disminución de la magnitud de la tensión es la primera etapa de un colapso de tensión. En las situaciones de una caída rápida de tensión en sistemas cargados, las acciones de control de los operadores poco o nada pueden hacer para prevenirlo.

OBJETIVO GENERAL

- Aplicar el método de flujo de carga continuado a un sistema eléctrico de potencia considerando incrementos desiguales en la demanda y en la generación.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Alcanzar el estado del arte.
- Implementar un flujo de carga continuado.
- Adaptar el flujo de carga continuado para que permita realizar cambios en la demanda y en la generación.
- Probar la metodología en sistemas típicos de la literatura especializada (IEEE de 14 nodos e IEEE de 24 nodos)

ALCANCE Y LIMITACIONES

Se expone el análisis de las redes de potencia IEEE de 14 nodos e IEEE de 24 nodos, tomando como base los datos registrados por documentos estudiados en el estado del arte, partiendo de las conclusiones de estos documentos, se realizara el análisis y simulación de las redes de prueba.

ESTABILIDAD DE TENSIÓN

2.1. INTRODUCCIÓN

Un sistema de potencia es una función de orden multivariable en la cual la *respuesta* dinámica es influenciada por una amplia gama de dispositivos con diferentes características y tiempos de respuesta. La estabilidad es una condición de equilibrio entre fuerzas opuestas activas en el sistema. Dependiendo de la topología de la red, las condiciones operativas y la forma y magnitud de los disturbios, estas fuerzas de oposición pueden experimentar el desequilibrio sostenido que conduce a diversas formas de inestabilidad. El análisis de la estabilidad de voltaje, incluyendo la identificación de los factores que contribuyen a la inestabilidad e ideando métodos para mejorar la operación estable, facilita enormemente su clasificación en categorías apropiadas.

Para la formulación del modelo es necesario entender todos los conceptos sobre la estabilidad de voltaje, así como las metodologías de análisis que se han propuesto o desarrollado para el análisis.

El flujo de carga continuado CPF (Continuation Power Flow) es una metodología de flujo de carga que utiliza el método de la continuación para evitar la singularidad de la matriz jacobiana a medida que la carga de los sistemas eléctricos se incrementa, esto se logra aumentando al proceso normal de flujo de potencia un parámetro de cargabilidad el cual se denomina λ , con la ayuda de este parámetro se puede evaluar el punto de cargabilidad máxima el cual se denomina PMC (Punto Máximo de Carga), el proceso se basa en un predictor - corrector que permite ubicar los puntos sobre la curva PV del sistema que se esté analizando.

La herramienta de flujo de carga continuado se utilizará en este proyecto para evaluar el efecto de la variación en la demanda y en la generación en un sistema eléctrico de potencia con el fin de ubicar el punto máximo de cargabilidad de los sistemas para este tipo de cambios.

2.2. DEFINICIÓN Y CONCEPTOS BÁSICOS

Estabilidad de tensión es la capacidad de un sistema de potencia para mantener los voltajes en niveles adecuados en todas las barras del sistema después de un disturbio de las condiciones iniciales de operación. Esta depende de la capacidad del sistema de mantener o restablecer el *equilibrio* entre la demanda y la generación del sistema. La inestabilidad que puede resultar ocurre en la forma de una caída progresiva de voltajes de algunas barras. Una posible consecuencia de esta inestabilidad es la pérdida de carga en algunas áreas, o la salida de líneas de transmisión y otros elementos por la actuación de sus respectivos relés de protección, llevando esto a una salida en cascada de otros elementos. La pérdida de sincronismo de algunos generadores puede ser el resultado de estas salidas en cascada. Durante un problema de inestabilidad de voltaje, los operadores del sistema de potencia pierden el control de las magnitudes de los voltajes y de la transferencia de potencia a través del sistema. Aunque la inestabilidad de voltaje es esencialmente un fenómeno local, las consecuencias suelen tener un impacto regional.

Según (2002) [SIMÕES COSTA A \(2002\)](#), los términos inestabilidad de tensión y colapso de tensión son frecuentemente usados, indistintamente para designar el mismo tipo de fenómeno. El análisis del problema se basa en los métodos estáticos (flujos de potencia), como un abordaje dinámico que tenga respuesta en el tiempo de los diversos componentes y dispositivos involucrados. Uno de los aspectos fundamentales para la estabilidad de tensión es la capacidad (o limitaciones) de transferencia de potencia reactiva de las fuentes de producción a los centros de consumo. Los colapsos de tensión ocurren, normalmente, en sistemas de potencia extremadamente cargados con la escasez de potencia reactiva y / o después de las contingencias. A menudo, el colapso de tensión involucra todo el sistema de potencia, a pesar que áreas particulares de este tienen mayor participación. Las siguientes definiciones han sido relacionadas con la estabilidad de tensión:

"Un sistema de potencia operando en una condición dada de funcionamiento en un determinado estado de funcionamiento y con sujeción a una perturbación de estabilidad dada, desde el punto de vista de la tensión, las tensiones próximas a las cargas asumen valores de equilibrio para la perturbación".

"Un sistema de potencia operando en una condición dada, sujeto a una perturbación dada sufre un colapso de tensión si las tensiones, para una perturbación estuvieran, debajo de límites aceptables. Un colapso de tensión puede ser total o parcial"

"un sistema de potencia operando en una condición dada y estable, desde el punto de vista de la tensión, es decir, para todas las barras del sistema, la magnitud de la tensión aumenta cuando la inyección de potencia reactiva en la misma barra aumenta; un sistema de potencia operando en una condición dada es inestable desde el punto de vista de la tensión cuando al menos una barra del sistema ha reducido la magnitud de tensión cuando la inyección de potencia

reactiva en la misma barra se aumenta" (1992) KUNDUR, P.; MORISON, G.; GAO, B. (1992).

En otras palabras.

- Sistema estable \rightarrow sensibilidad V-Q positiva para toda barra.
- Sistema inestable \rightarrow sensibilidad V-Q negativa para al menos una barra.

Sin embargo, una de las definiciones más útiles es la siguiente:

"un punto de operación de un sistema de potencia es estable a una pequeña perturbación, seguido de cualquier pequeña perturbación, el sistema de potencia retorna o está cercano al mismo punto de operación antes de la perturbación" (1993) CAÑIZARES, C. A. y ALVARADO, F. L. (1993).

Existen varias alteraciones en las condiciones de operación de un sistema de potencia, que contribuyen al colapso de tensión. La mayoría de estos cambios tienen un efecto significativo en la generación, la transmisión y el consumo de energía reactiva:

- Aumentar la carga;
- Generadores, condensadores sincrónicos y los controladores estáticos de reactivos llegan a sus límites de potencia reactiva;
- Salida de líneas o generadores;
- El comportamiento de las cargas frente a los cambios de tensión;
- Variación automática de los taps de transformadores;
- Sistemas de potencia débiles, debido a la falta de refuerzo de la transmisión y la falta de inversión en generación;
- El uso excesivo de los bancos de condensadores de compensación de potencia reactiva que, aunque amplían los límites de transferencia de potencia, hacen que el sistema sea más inclinado a experimentar problemas de inestabilidad en la tensión.

El principal factor responsable de la inestabilidad de tensión es la incapacidad del sistema para satisfacer la demanda de energía reactiva.

2.2.1. Estabilidad de tensión ante grandes disturbios

Se refiere a la capacidad del sistema de mantener los voltajes constantes después de disturbios grandes, tales como las fallas que se presentan en el sistema de transmisión, pérdida de generación o contingencias de corto circuito. Esta capacidad es determinada por las características del sistema, la carga y las interacciones de controles continuos, discretos y de protecciones. La determinación de la estabilidad del voltaje a grandes disturbios requiere la revisión de la

respuesta no lineal del sistema de potencia durante el tiempo suficiente para capturar el funcionamiento y las interacciones de los dispositivos tales como los cambiadores de tomas bajo carga de los transformadores y los limitadores de campo del generador. El período del estudio de interés se puede extender a partir de algunos segundos a diez minutos.

2.2.2. Estabilidad de tensión ante pequeños disturbios

Se define este tipo de estabilidad como la capacidad del sistema de mantener voltajes constantes después de pequeños disturbios, tales como cambios incrementales en la carga del sistema. Esta forma de estabilidad es influenciada por las características de cargas, de controles continuos y de controles discretos en un instante dado del tiempo.

Este concepto es útil para la determinación, en todo momento, cómo los voltajes del sistema responderán a los pequeños cambios del sistema. Con simplificaciones *apropiadas*, las ecuaciones del sistema se pueden linealizar para el análisis, de tal manera que se pueda evaluar la sensibilidad de los factores que influyen la estabilidad de voltaje. Esta linealización, sin embargo, no puede explicar efectos no lineales de los controles. Por lo tanto, una combinación lineal y no lineal se utiliza en una manera complementaria para el análisis de la estabilidad de voltaje.

2.2.3. Estabilidad de tensión de corto plazo

La estabilidad de corto plazo del voltaje involucra la dinámica en el tiempo de los componentes rápidos de la carga, tales como motores de inducción, cargas controladas electrónicamente y los convertidores de la HVDC. El período del estudio de interés está en el orden de varios segundos y el análisis requiere la solución de las ecuaciones diferenciales del sistema; esto es similar al análisis de la estabilidad del ángulo del rotor.

2.2.4. Estabilidad de tensión de largo plazo

La estabilidad de tensión de largo plazo involucra la dinámica de los equipos de respuesta lenta tales como los cambiadores de taps de los transformadores, cargas controladas por temperatura y los limitadores de la corriente del generador. El período de estudio se puede extender a varios minutos y las simulaciones a largo plazo se requieren para el análisis del funcionamiento dinámico del sistema.

El análisis estático como por ejemplo el método de la continuación se puede utilizar para estimar márgenes de estabilidad, para identificar los factores que influyen la estabilidad, para analizar una amplia gama de las condiciones de sistema y de una gran cantidad de escenarios.

2.3. COLAPSO DE TENSIÓN

Entre los fenómenos descritos anteriormente se encuentra una desviación extrema del voltaje llamado colapso de voltaje. Este es un proceso mediante el cual una secuencia de eventos es acompañado por una inestabilidad de voltaje, llevando el sistema a una caída de voltaje a niveles tan bajos que son imposibles recuperarlos. Los efectos de un colapso de voltaje son mucho más serios que un típico período de tener bajos voltajes. Como consecuencia de un colapso de voltaje, secciones enteras del sistema de potencia pueden experimentar apagones.

La fuerza que maneja la inestabilidad del voltaje es generalmente la carga; en respuesta a un disturbio, la potencia consumida por las cargas tiende a ser restaurada por la acción de los reguladores de voltaje de las máquinas y los cambiadores de taps de los transformadores. Este restablecimiento de las cargas incrementa el stress de la red de alta tensión incrementando el consumo de potencia reactiva y causando una mayor reducción en el voltaje. Una situación que causa inestabilidad del voltaje ocurre cuando las dinámicas de la carga procuran restaurar el consumo de potencia más allá de la capacidad de la red de la transmisión y de la generación en línea.

Un factor importante que contribuye a la inestabilidad del voltaje es la caída de voltaje que ocurre cuando la potencia activa y reactiva atraviesan las reactancias inductivas de la red de la transmisión; esto limita la capacidad de la red de transmisión para la transferencia de la potencia y el soporte de voltaje. La transferencia de potencia y el soporte del voltaje se limitan más a fondo cuando algunos de los generadores llegan a sus límites máximos de la capacidad de corriente de campo. Adicionalmente se amenaza la estabilidad del voltaje cuando un disturbio aumenta la demanda de la potencia reactiva más allá de la capacidad sostenible de la potencia reactiva disponible.

De las definiciones anteriores se puede concluir que se debe realizar una adecuada planeación operativa para prevenir todos los tipos de estabilidad y el colapso de voltaje. En estos estudios se deben definir las necesidades de compensación, los requerimientos mínimos de unidades en líneas para todos los períodos de carga del día, las posiciones de los taps de los transformadores, entre otros.

Desde el punto de vista de los operadores, sólo se pueden tomar acciones preventivas y/o correctivas para prevenir el colapso de voltaje de largo plazo.

2.4. ¿QUE SE BUSCA EN UN ESTUDIO DE ESTABILIDAD DE TENSIÓN?

Se requiere de herramientas analíticas capaces de ubicar el punto de máxima carga de un sistema, cuantificando, exactamente los márgenes de estabilidad y los límites de transferencia de

potencia, identificando los puntos débiles de tensión de sistemas y áreas susceptibles a la inestabilidad e identificando los factores clave para su contribución y sensibilidad que proporcionan características del sistema que prevén la adopción de medidas correctivas.

2.5. ANÁLISIS ESTÁTICO VERSUS ANÁLISIS DINÁMICO

Eventos de fenómenos de colapso de tensión se producen en varios países del mundo y sus razones son posiblemente más variadas. El análisis de cada caso ocurrido en el pasado puede ser muy útil para el entendimiento de cómo el colapso de tensión puede ser identificado y prevenido en los sistemas eléctricos de potencia. La caracterización de un colapso de tensión como un acontecimiento lento o rápido se hace necesaria para definir la línea de estudios que se seguirá en el análisis de este fenómeno (1995) [ZAMBRONI DE SOUZA \(1995\)](#).

Por ejemplo un evento considerado rápido sería la salida de una línea de transmisión o de un generador del sistema. Si la dinámica del sistema no es lo suficiente "fuerte" como para superar esta falta, el sistema pierde estabilidad. Por lo tanto, el análisis de este fenómeno requiere un modelo detallado del sistema, incluyendo las ecuaciones de generadores. Por otra parte, una pequeña perturbación puede ser la causa de la pérdida de estabilidad del sistema. En esta situación, una razón del colapso de tensión podría ser una línea de transmisión que alcanzó su nivel máximo de transferencia de potencia o la falta de soporte de reactivos en alguna barra de generación. Este tipo de colapso de tensión se define como un problema estático de tensión. En estas condiciones, algunos estudios muestran que las ecuaciones del flujo de potencia pueden ser usadas para solucionar el problema. Tales ecuaciones se utilizarán en este trabajo, hacia el estudio estático de colapso de tensión.

Aunque el colapso de tensión es, esencialmente un fenómeno dinámico su análisis se ha llevado a cabo intensamente, por medio de análisis estáticos. Esto se debe a que el análisis dinámico en el dominio del tiempo, además de consumir gran tiempo en los cálculos de la cpu y de ingeniería (antes de que las conclusiones sean dadas sobre la estabilidad, puede que sea necesario monitorear y vigilar cuidadosamente algunos parámetros), no proporcionan información sobre la sensibilidad o el grado de la estabilidad. Estas limitaciones hacen necesaria la utilización de un enfoque dinámico inviable para un monitoreo on-line como sistema de vigilancia en cuanto para el análisis de grandes sistemas para los que tienen que evaluar un gran número de condiciones y contingencias. De este modo, los métodos estáticos pueden utilizarse, de una manera eficaz, para proporcionar una mejor comprensión del fenómeno, sino también para la aplicación on-line, con el objetivo de vigilar, prevenir y controlar el fenómeno antes de que ocurra un disturbio que puedan conducir a la inestabilidad de tensión y llevar el sistema al colapso (2000) [ALVES D. A \(2000\)](#).

RESEÑA HISTÓRICA DEL SECTOR ELÉCTRICO COLOMBIANO

3.1. ANTECEDENTES

A finales del siglo XIX se inicia la prestación del servicio de energía eléctrica en Colombia y como una constante presente en la mayoría de los casos fue iniciativa del sector privado, cuyas primeras empresas tenían como finalidad generar, distribuir y comercializar electricidad.

A comienzos de 1890 se produjo un acontecimiento histórico que cambiaría la forma de vida de los habitantes de la capital colombiana debido al gran número de lámparas de 1800 bujías las cuales serían usadas con el fin de reemplazar las antiguas velas y lámparas de petróleo y gas. En los siguientes años más ciudades optarían por tener este servicio, algunas de estas ciudades fueron en 1891 Bucaramanga, en 1892 Barranquilla, en 1893 Cartagena y Santa Marta y en 1898 Medellín. Los primeros usos que se le dio en Colombia a la energía eléctrica se enfocaron básicamente en alumbrado público y en el comercio, más tarde se empezó a implementar en los hogares más acaudalados de las ciudades. Posteriormente, se adecuó su utilización como fuerza motriz, empleándose en talleres, fábricas y tranvías.

Hacia el año de 1929 el país contaba con una población cercana a los siete millones de habitantes y una capacidad instalada en el país de 45 MW. Durante este mismo año las empresas existentes que eran de carácter municipal toman decisiones importantes en cuanto al desarrollo de nuevos proyectos energéticos motivados por la idea de que los servicios públicos son base fundamental para el bienestar y progreso.

Con la reforma constitucional de 1936 el Estado toma un rol empresarial en la mayoría de las actividades económicas del país y el sector eléctrico como herramienta de progreso no fue la excepción, motivado en gran medida por la incapacidad del sector privado en la prestación del servicio y las constantes quejas y reclamos de la población sobre tal incapacidad.

La ley 109 de 1936, junto a otros decretos estableció la participación del Estado en lo relacionado a los servicios públicos, con lo cual las tarifas deberían estar sometidas a consenso gubernamental, pero sin vulnerar la autonomía de las empresas y las regiones en la fijación de sus políticas tarifarias. También por medio de esta ley se declaró que las empresas podrían ser expropiadas en caso tal que el interés de la población esté de por medio.

Esta misma ley creó el Departamento de Empresas de Servicios Público, la cual se constituyó como el primer organismo de carácter nacional encargado de ejercer control en los aspectos técnicos y económicos de las empresas. Para el año de 1960 el país contaba con una capacidad instalada cercana a los 922 MW y la población total llegaba a los 15 millones de habitantes.

Un año después se realiza la primera interconexión eléctrica en el país entre el sistema Central Hidroeléctrica de Caldas y la Corporación Autónoma Regional del Cauca (CVC) a través de una línea de transmisión de 115 kV, que inicialmente se energizó a 33 kV. Años después, concretamente en 1967 se funda en Bogotá la empresa Interconexión Eléctrica S.A. (en el año siguiente toma el nombre de ISA) lo que se constituyó en la base fundamental para la realización de un sistema interconectado y un sector eléctrico como tal. Inicialmente se creó para realizar la interconexión de los sistemas regionales de la CVC, CHIDRAL, EEB, EEPPM, CHEC y ELECTROAGUAS (en 1968 cambia su nombre al de Instituto Colombiano de Energía Eléctrica - ICEL).

Para el año de 1974, mediante el decreto de la Ley 636 el gobierno nacional reestructuró el antiguo Ministerio de Minas y Petróleos para transformarlo en el Ministerio de Minas y Energía. El cual tendría como deberes: Formular y desarrollar la política nacional sobre las actividades relacionadas con el servicio de electricidad, participar en la generación, transmisión, interconexión y distribución; encaminar, coordinar y evaluar los planes sobre electricidad de alcance nacional, regional, local e internacional; y hacer parte de todas las actividades técnicas, industriales y comerciales. De esta manera se centralizó la administración del sector por medio del Ministerio.

La Constitución Política de Colombia del año 1991 ocasionó cambios muy importantes en el papel del Estado en el sector de los Servicios Públicos Domiciliarios. En 1992, debido a la grave problemática del sector el gobierno nacional identificó la necesidad de crear la Comisión de Regulación Energética (CRE) y la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). La primera estaría encargada de la regulación del sector, con privilegios de independencia, autonomía y fortaleza técnica para ejercer sus labores. La segunda, desempeñaría un papel de gran importancia, en cuanto genera la información sobre la probabilidad de la demanda y la oferta de

energía eléctrica, la cual es base de los distintos agentes para las decisiones de inversión y al gobierno nacional para tomar medidas conducentes a incentivar la instalación de la nueva capacidad de generación y además, realiza los planes de expansión del Sistema Interconectado Nacional (SIN) de forma que los procedimientos para suplir la demanda posean la flexibilidad necesaria para adaptarse a los cambios de las condiciones técnicas, económicas, financieras y ambientales. En el año de 1994 nace la ley 142 "Ley de Servicios Públicos" la cual define la estructura legal para los servicios públicos domiciliarios, incluyendo los sectores de gas y energía y establece la creación de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) como ente regulador de estos sectores, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD), el Centro nacional de Despacho (CND) y el Consejo Nacional de Operación (CNO). La ley 142 define la distribución de energía como un servicio público domiciliario. La generación, transmisión y comercialización de energía son consideradas como actividades complementarias y también están sujetas a esta ley.

El 20 de Julio de 1995, entró en funcionamiento el Mercado de Energía Mayorista (MEM), mediante la Bolsa de Energía, la operación del mercado está a cargo del Centro Nacional de Despacho (CND) y su administración es responsabilidad del Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) y del Liquidador y Administrador de Cuentas del Sistema de Transmisión Nacional (LAC), en donde los generadores y comercializadores del mercado mayorista ejecutan actos de intercambio de ofertas y demandas de energía, hora a hora, para que el (ASIC) ejecute los contratos resultantes en la bolsa de energía, liquide, recaude y distribuya los valores monetarios correspondientes a las partes y a los transportadores. Este sistema es un mecanismo para hacer posible la competencia entre las actividades de comercialización y generación, mediante los siguientes organismos:

- La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG).
- Unidad de Planeamiento Minero-Energética (UPME).
- El Centro Nacional de Despacho (CND).
- Centros Regionales de Despacho (CRD).
- Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC).
- Liquidador y administrador de cuentas (LAC).
- Consejo Nacional de Operación (CON).

En los años 1998 y 1999 se presentó una recesión económica, en la cual la demanda de energía alcanzó crecimientos en porcentaje de 0,23 en 1998 y de 5,10 en 1999, representando éstas cifras los menores crecimientos registrados desde la creación de la bolsa de energía en 1995, año en el cual el crecimiento de la demanda fue en porcentaje de 5,4. Esta situación generó un impacto en el sector, ocasionando incrementos en la cartera de las empresas prestadoras del servicio e incluso en algunos casos se dio la intervención estatal a algunas empresas. A diciembre 31 de 1999 la capacidad del Sistema Colombiano era de 11,595 MW, con una componente térmica en

porcentaje de 32, una capacidad de importaciones efectivas de Venezuela de 236 MW y con una nueva conexión internacional con Ecuador, que permitía transferir hasta 40 MW.

El 19 de noviembre de 2002 fue creada la Decisión 536 de la Comunidad Andina de Naciones (CAN), esta acentuó el Marco General para la interconexión subregional de sistemas eléctricos e intercambio intracomunitario de electricidad entre los países de Colombia, Ecuador, Perú y Venezuela. Después de establecer redes de interconexión bilaterales entre los países, se está construyendo una línea que permita alcanzar un comercio integrado, minimizando la posibilidad de crisis en el suministro, aprovechando la complementariedad en la forma de generación de energía, la competitividad vía precios por la disminución en los costos y la confiabilidad en el suministro; factores que Colombia puede explotar para consolidar su posición como país exportador de electricidad.

Las Transacciones Internacionales de Electricidad de corto plazo (TIE) son un esquema comercial que opera desde marzo de 2003 entre los mercados eléctricos de Colombia y Ecuador.

En 38 meses de operación, las TIE han permitido al sector eléctrico colombiano ventas de energía eléctrica por 409,30 millones de dólares, lo que convierte a Ecuador en un mercado de gran interés para Colombia.

En la actualidad ya existe una segunda línea de interconexión entre ambas naciones para poder despachar más energía eléctrica hacia Ecuador lo que muestra que el sector eléctrico sigue en un crecimiento constante por lo cual se debe tener en cuenta la calidad del servicio que se presta, actualizando también los estudios sobre estabilidad y buen funcionamiento del sistema.

En la medida en que los sistemas de potencia se expandían, los problemas de estabilidad de tensión comenzaron a hacerse más frecuentes y de mayor magnitud. En consecuencia, fueron abiertas un gran número de líneas de investigación en la búsqueda de una comprensión clara del fenómeno. Ejemplos de *black-out* en el mundo se describen a continuación:

Barcelona, Julio del 2007

La causa fue un cable de alta tensión que cayó sobre otro en la central eléctrica de Collblanc en L'Hospitalet de Llobregat (Barcelona) generando 3 cortocircuitos, dos de ellos no tuvieron mayores consecuencias, pero el tercero terminó afectando a la subestación de Urgell. Esto afectó en cadena a "cinco o seis" subestaciones eléctricas más, dejando así sin suministro de energía a casi 350.000 abonados de casi toda Barcelona y su área metropolitana

Colombia, Abril del 2007

La Subestación Torca ubicada al norte de Bogotá ocasionó el más grave apagón en la histo-

ria reciente del país. Torca es una subestación tipo convencional con una capacidad de 230 kilovatios y no había reportado daños o inconvenientes que hicieran pensar en una falla.

El apagón dejó sin energía durante cuatro horas y 40 minutos casi el 80% de todo el país y es reconocido hasta ahora como el más grave.

Paradójicamente, aunque el sistema "es confiable en un 99,8%", se presentaron tres errores: humano, de mantenimiento y de protecciones debido a esto se recargó el barraje, el cual debió disparar los sistemas de protección; convirtiéndose así en un efecto domino que provocó el colapso de tensión.

Alemania, 5 de Noviembre del 2006

El problema afectó a Alemania, Francia, Italia, Portugal y España. A las 10 de la noche se procedió a cortar el suministro en una línea de muy alta tensión (400 kV) que cruza el río Ems, para permitir que un barco de importantes dimensiones pasara sin peligro. Esto debería haber sido una operación rutinaria, la cual se convirtió en el mayor fallo eléctrico europeo de las últimas décadas.

Una de las centrales de generación se quedó aislada del sistema, lo que provocó una diferencia entre la demanda y la generación. Al haber mucho más demanda que generación, la frecuencia de la red cayó.

Las centrales de generación de energía son muy críticas y no se puede permitir fallos en ellas, por lo que deben ser protegidas a toda costa.

Estados Unidos, Agosto del 2003

La falla de tres líneas de transmisión en el norte de Ohio causó el peor apagón en la historia de Estados Unidos; esto causó técnicamente un colapso en cadena de la red interconectada de 375 kV CANUSE que vincula Canadá y la costa noroeste de los EE.UU. originada por sobrecarga en el sistema debido a una serie de fallas imprevistas encadenadas en el sistema de protección automática de la red.

Los problemas se iniciaron en la estación generadora hidroeléctrica Sir Adam Beck en Queenston Ontario, ante la abrupta salida de servicio de una de las líneas de transmisión hacia Toronto, presuntamente por un pico de demanda, reconduciéndose ante una falla de sus controles automáticos el excedente en primera instancia hacia Nueva York provocando la salida de servicio de su sistema por sobrecarga ante otra inexplicable falla de sus sistemas de protección para finalmente retornar el excedente generado sobre Ontario y sacar de servicio a la planta Sir Adam Beck pocos minutos después de haberse generado el problema inicial.

Japon, Julio de 1987

Se produjo un aumento de demanda muy por encima de lo previsto en un día inusualmente caluroso.

Pese a que entraron en servicio todos los bancos de condensadores disponibles, la tensión comenzó a decrecer y en aproximadamente 10 minutos (con tensiones del orden de 0,75 p.u) la actuación de relés provocó la salida de servicio de 3 estaciones de 500 kV y un apagón importante en la zona de Tokio.

Se cree que la característica potencia-tensión de la carga (aparatos de aire acondicionado, con característica de potencia casi constante) fue un factor decisivo en el colapso.

Francia, Enero de 1987

Se produjo la falla intempestiva de tres unidades generadoras en la central de Cordennais. Trece segundos después el último generador de la central salió de servicio a causa del excesivo calentamiento del rotor provocado por el intento de mantener el suministro de potencia reactiva a la red. Esta última falta inició un fenómeno de colapso de tensiones en la zona.

Dado que la frecuencia no varió significativamente (a causa, seguramente, de que el balance de potencia activa se mantuvo, pero a costa de transportar potencia desde generadores lejanos hasta la zona en falta), no actuaron los relés de desenganche de carga por sub-frecuencia.

El colapso se controló varios minutos después a costa del desenganche manual de cargas.

Suecia, Diciembre de 1983

El problema se inició con una falla en una estación 400/220 kV que alimenta la zona de Estocolmo y que provocó la salida de servicio de 2 de las 7 líneas 400 kV que alimentan Estocolmo desde las centrales hidráulicas del Norte.

Las 5 líneas de 400 kV restantes se sobrecargaron, pero el sistema sobrevivió hasta que los automatismos de los cambiadores bajo carga de los transformadores en la zona de Estocolmo comenzaron a tratar de restituir la tensión en las cargas. Esto provocó un aumento en la potencia de carga que esta vez no fue soportado por las líneas de 400 kV, las cuales fueron disparadas por relés de sobrecarga o relés de distancia (que "ven" el aumento de corriente y disminución de tensión como si fueran cortocircuitos en las líneas). La zona de Estocolmo quedó aislada y el déficit de generación no pudo ser resuelto por los esquemas de desenganche de carga por sub-frecuencia, provocándose un apagón total en esa zona por algo así como 1 hora.

La duración total desde la falla inicial hasta el colapso fue del orden de 1 minuto.

Francia, Diciembre de 1978

Un descenso de temperatura no previsto provocó un importante incremento de carga (4600 MW en 1 hora) principalmente en la zona de París, que sobrecargó todo el sistema de 400 kV, debido a la necesidad de traer potencia desde zonas alejadas del este del país, que provocó tensiones bajas en toda la red.

Se intentó solucionar el problema bloqueando los automatismos de los reguladores bajo carga de transformadores de primario 400 kV, que habitualmente mantienen la tensión en valores constantes en la red de 230 kV

No se consiguió controlar totalmente el descenso de tensión, y comenzaron a operar las protecciones de sobrecarga en diversas líneas del sistema. El fenómeno total se desarrolló durante algo más de una hora, y en un intento desafortunado de re-energización (trayendo potencia esta vez desde el oeste del país) provocó un segundo gran colapso.

3.2. CARACTERÍSTICAS DEL SECTOR ELÉCTRICO COLOMBIANO

Las características de una red eléctrica de potencia son: magnitudes eléctricas, disposición espacial y datos referidos al tiempo.

3.2.1. Magnitudes eléctricas

Frecuencia:

La frecuencia de la red colombiana es de 60 Hz o 60 ciclos por segundo.

3.2.2. Tensión:

De algunas centenas de voltios a algunas centenas de kV, según se trate de una u otra parte de la red. La intensidad de la corriente que circula en las líneas y los cables influye sobre estas magnitudes básicas y está ligada a las potencias activa y reactiva que se generan, transportan y consumen.

Los alternadores producen la potencia activa a partir de la energía térmica o mecánica y los receptores la consumen también en forma térmica o mecánica. La potencia reactiva se produce o consume en todos los elementos de la red. Hay que señalar que, en régimen dinámico, las

máquinas rotativas (con inercia) almacenan la energía activa y que la energía reactiva se almacena o en forma magnética (por ejemplo, en los transformadores o máquinas rotativas) o en forma capacitiva (por ejemplo, en los condensadores, cables).

3.2.3. Disposición espacial

La estructura topológica varía con:

- Los continentes,
- Los países o regiones,
- Los polígonos industriales (de cientos de metros a decenas de kilómetros),
- El transporte,
- El reparto,
- La distribución.

3.2.4. Datos temporales

Las variaciones del equilibrio entre la oferta y la demanda de energía producen variaciones en las magnitudes eléctricas básicas, frecuencia y tensión, que, a pesar de eso, se han de mantener dentro de límites aceptables.

3.2.5. Areas y regiones

Las áreas en las que se divide el sistema eléctrico corresponden con las denominadas "áreas de control" del Sistema Interconectado Nacional (SIN). En el cual cada área se divide a su vez en regiones.

En una región, pueden localizarse centrales generadoras y/o centros de carga, a su vez una región puede conectarse con otras regiones y con sistemas externos a través de enlaces interregionales. Una región está definida por su distancia eléctrica (pérdidas) y por las restricciones de transmisión.

3.2.6. La demanda de energía eléctrica

El pronóstico de demanda de energía eléctrica proviene de las áreas de control. El pronóstico define la demanda promedio horaria de potencia eléctrica y también incluye las pérdidas en la red de transmisión que está contenida en el área.

Se reparte la demanda del área entre las regiones que la integran, utilizando factores de distribución de carga, los cuales son determinados a partir de grupos de esquemas de carga por nodo eléctrico, asignados a los diferentes días del periodo de planeación.

3.2.7. El balance de potencia

En cada región, así como también en cada intervalo de tiempo, se verifica que la demanda de la región sea igual a la suma de las potencias de las unidades termoeléctricas, paquetes de ciclo combinado, hidroeléctricas y de productores independientes de la región, más la potencia neta recibida a través de los enlaces de la región, más la potencia no suministrada (corte de carga regional), menos el excedente.

3.2.8. La red eléctrica interregional

Las regiones están conectadas entre sí y con sistemas vecinos externos a través de enlaces. Los enlaces se caracterizan con los parámetros de resistencia y reactancia serie.

Los flujos de potencia en los enlaces de transmisión no deben rebasar límites máximo y mínimo horarios predefinidos por los criterios de confiabilidad.

Las pérdidas por transmisión y su costo: Las pérdidas de potencia real en el enlace son proporcionales al cuadrado del flujo de potencia real en el mismo. El costo unitario de las pérdidas es el valor promedio de los costos marginales en las regiones que el enlace conecta.

3.3. RIESGOS DE INESTABILIDAD DE TENSION EN COLOMBIA

En Colombia la operación del sistema eléctrico de potencia también ha experimentado muchos cambios desde julio de 1995 con la reestructuración del sector eléctrico mediante la entrada en vigencia de las leyes 142 y 143 de 1994. Uno de los cambios más significativos que se ha observado es la reducción del margen de cargabilidad del sistema de transmisión nacional al que se ha llevado el sistema de potencia, al buscarse una operación óptima desde el punto de vista económico, pero al igual que en muchos países, los riesgos de llevar al sistema a un colapso de voltaje ha venido en aumento.

Bajo este escenario, el riesgo de inestabilidad de voltaje es un factor limitante para el aprovechamiento al máximo de los recursos de generación y transmisión de energía eléctrica, de tal manera que la optimización y el uso adecuado de los recursos de potencia reactiva se hacen necesarios para garantizar el desarrollo de los mercados con una seguridad adecuada.

Por otro lado, quizás el caso más crítico para el sistema colombiano, es el relacionado con los efectos negativos que ocasionan los continuos atentados sobre la infraestructura eléctrica, los cuales han afectado tanto la economía como la seguridad eléctrica, ya que estos no pueden ser previstos desde la planeación y por lo tanto pueden ser un factor desencadenante de un problema de inestabilidad de voltaje.

Las herramientas para estudios de estabilidad de voltaje están en el ambiente de investigación y pruebas en el ámbito universitario y en algunos centros de control a *nivel* internacional. Estas herramientas han sido probadas y utilizadas en el ámbito de planeación y no a nivel operativo, ya que estas metodologías típicamente se caracterizan por un alto consumo de tiempo de cómputo y análisis por parte de los ingenieros encargados de planear la operación de los sistemas de potencia. Sin embargo, existen incertidumbres en los supuestos realizados por la planeación respecto a la operación real; muchas situaciones que con frecuencia ocurren en la operación real no pueden ser vistas desde la óptica de la planeación y ponen en riesgo el sistema desde el punto de vista de seguridad eléctrica.

En Colombia el ente responsable por la operación segura y confiable del sistema eléctrico de potencia es Los Expertos en Mercados - XM-. Entidad que requiere de estudios de estabilidad para beneficiar a todos los usuarios del sistema eléctrico de potencia, pues el objetivo final es disminuir la probabilidad de interrupciones y mejorar la calidad en la atención de la demanda.

ALGUNOS ASPECTOS TEÓRICOS RELEVANTES

La eficiencia de un estudio de carga máxima depende de la consideración de algunos conceptos.

4.1. TRANSMISIÓN DE POTENCIA REACTIVA

Para el modelo simplificado del sistema de potencia de la figura(4.1), se verifica que la potencia suministrada al terminal receptor es:

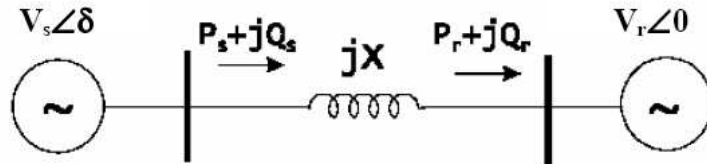


Figura 4.1: Modelo simplificado de un sistema eléctrico de potencia con dos barras.

$$S_r = P_r + jQ_r = V_r I^* = V_r \left(\frac{V_s \angle \delta - V_r}{jX} \right)^* \quad (4.1)$$

$$S_r = \frac{V_s V_r}{X} \text{sen} \delta + j \left(\frac{V_s V_r}{X} \text{cos} \delta - \frac{V_r^2}{X} \right) \quad (4.2)$$

Por lo tanto:

$$P_r = \frac{V_s V_r}{X} \sin \delta \quad (4.3)$$

$$Q_r = \frac{V_s V_r}{X} \cos \delta - \frac{V_r^2}{X} \quad (4.4)$$

Siguiendo el mismo procedimiento para el terminal generador se obtiene:

$$P_s = \frac{V_s V_r}{X} \sin \delta \quad (4.5)$$

$$Q_s = \frac{V_r^2}{X} - \frac{V_s V_r}{X} \cos \delta \quad (4.6)$$

Se observa que la igualdad entre el P_s y P_r ocurre porque el sistema simplificado no muestra la pérdida ($r = 0$). Por energía reactiva, parece que $Q_s \neq Q_r$. Los signos positivos de estas cantidades indican la dirección representada en la Figura (4.1).

Considerando desfases pequeños entre V_s y V_r , entonces $\sin \delta \approx \delta$

Por lo tanto:

$$P_r = P_s \approx P_{max} \delta$$

donde:

$$P_{max} \cong \frac{V_s V_r}{X} \quad (4.7)$$

Lo que confirma el hecho de que la transferencia de potencia activa depende, principalmente de la diferencia angular de V_s y V_r . Para varios valores de δ ($\cos \delta = 1$), la potencia reactiva puede ser aproximada por:

$$Q_r \approx \frac{V_r(V_s - V_r)}{X} \quad (4.8)$$

$$Q_s \approx \frac{V_r(V_r - V_s)}{X} \quad (4.9)$$

A partir del cual se llegó a la conclusión de que la transmisión de potencia reactiva principalmente depende de la magnitud de la tensión y la potencia reactiva fluye de mayor a menor tensión. Las observaciones anteriores sólo confirman que:

P y $\delta \rightarrow$ están fuertemente unidos,
 Q y $V \rightarrow$ están fuertemente unidos.

Sin embargo, estas relaciones fallan en situaciones en las que el sistema es muy exigido. Y estas son las relaciones de interés, ya que los fenómenos de la inestabilidad de tensión son tomadas como base de estos.

Una de las razones que limitan el transporte de potencia reactiva en la red es la enorme diferencia entre el ángulo de las tensiones, δ elevado. Por ejemplo, sean $\delta = 30^\circ$; $V_s = 1 \text{ pu}$ y $V_r = 0,9 \text{ pu}$, luego:

$$Q_s = \frac{1,0^2 - 1,0 * 0,9 * 0,866}{X} = \frac{0,22}{X},$$

$$Q_r = \frac{1,0 * 0,9 * 0,866 - 0,9^2}{X} = -\frac{0,03}{X},$$

Es decir, una gran cantidad de potencia reactiva se inyecta en la línea, pero nada viene a la carga. Por el contrario, la línea que pide $Q = \frac{0,03}{X} \text{ pu}$ en el terminal receptor. Una línea de transmisión es una "fuga" de potencia reactiva y consume $= \frac{0,22}{X} \text{ pu}$.

El problema se agrava porque no se pueden tener grandes diferencias de magnitudes de tensión, ya que normalmente se exige que $V = 1,0 \pm 0,5 \text{ pu}$.

Pero este no es el único ejemplo de limitar el transporte de potencia reactiva. Desde una perspectiva económica, las pérdidas de transmisión son una función directa del cuadrado de la potencia reactiva transmitida y una función inversa del cuadrado de las tensiones. Por lo tanto, para reducir al mínimo las pérdidas se debe reducir al mínimo la potencia reactiva en las líneas de transmisión y mantener la tensión alta.

Por último, cabe mencionar otro inconveniente del transporte de energía reactiva vinculada a la aparición de sobretensiones en la red: si la potencia reactiva que se transmite es considerablemente grande un disyuntor cercano a la carga se abre, hay sobretensiones en el lado de la carga cuyas magnitudes son mayores como mayor es la transmisión de potencia reactiva. Estas sobretensiones son indeseables, ya que pueden poner en peligro la integridad de los equipos y dar lugar a interrupciones en el suministro de electricidad (2002) [SIMÕES COSTA A \(2002\)](#).

4.2. LIMITES

Además de los factores, descritos anteriormente, que limitan el transporte de potencia reactiva en la red, los límites de potencia reactiva de los generadores y los límites en los taps en los transformadores también causan efectos significativos en relación con el colapso de tensión. En

general, el sistema de ecuaciones cambia cuando estos límites se alcanzan. En algunos casos, el efecto de estas limitaciones hace que las variables de estado del sistema se tornen constantes. Estos cambios pueden causar distintos márgenes de estabilidad y se puede llegar a un equilibrio inestable, lo que provoca la caída de tensión.

Un examen de una curva PV , muestra la forma en que estos límites pueden influir en los márgenes de estabilidad de un sistema. Este es el caso de las curvas que se muestran en la Figura (4.2), derivado de un sistema de ecuaciones de potencia. En una de estas curvas el límite de potencia reactiva de un evento en particular se ha alcanzado, mientras que en otro, esto no ha sucedido. Se supone que la parte superior de cada curva es estable y que la parte inferior es inestable.

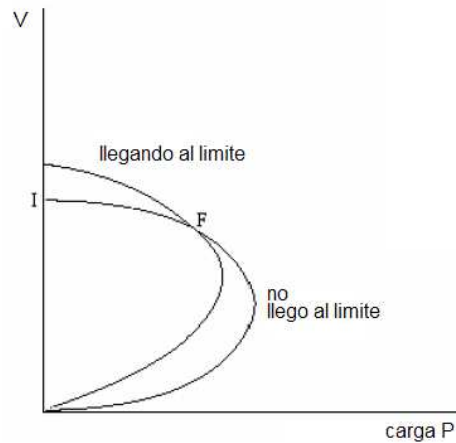


Figura 4.2: Límite de potencia reactiva llegado a un punto de funcionamiento estable

Se cree que el sistema está operando en un punto I, fuera de los límites de potencia reactiva del generador. Con la carga adicional, los valores de la magnitud de las tensiones se reducen. Sin embargo, la potencia reactiva *generada* aumenta. En un determinado momento, un generador llega a su límite de potencia reactiva en la sección F, cambiando las ecuaciones del sistema de potencia y por consiguiente el trazo de la curva PV . Dado que este nuevo punto de operación se encuentra en la parte superior de la curva, el sistema se encuentra en equilibrio o sigue siendo estable. Sin embargo, como se esperaba, el margen de estabilidad se reduce, ya que el punto de colapso en la nueva curva PV está más próximo al punto de operación F.

En la Figura (4.3), una situación diferente se puede observar. En este caso, cuando el límite de potencia reactiva se alcanza, el punto de operación de F se encuentra en la parte inferior de la nueva curva del sistema PV . Esto significa que hay un equilibrio inestable, o ha ocurrido el colapso de tensión.

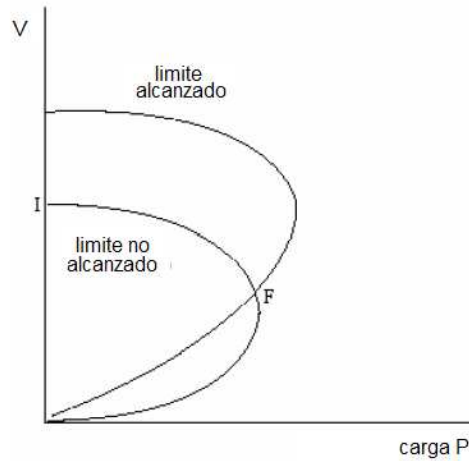


Figura 4.3: Límite de potencia reactiva llegado a un punto de funcionamiento inestable

4.3. MANTENIENDO EL NIVEL DE Tensión

Los niveles de tensión, establecidos dentro del 5% de su valor nominal, son en gran parte determinados por el equilibrio de generación de energía y el consumo de reactivos. Como las pérdidas inductivas en las líneas han convertido en ineficaz la generación de grandes cantidades de potencia reactiva en línea largas, la mayor parte de la potencia reactiva requerida por las cargas deben resolverse a nivel local. Por otra parte, las limitaciones de los generadores que pueden suministrar potencia reactiva tienen una fuerte influencia sobre los niveles de tensión y también sobre un colapso de tensión. Estos son dispositivos para controlar los niveles de tensión:

- Bancos de capacitores;
- Controladores estáticos de reactivos;
- Transformadores con control automático de taps bajo carga;
- Generadores.

El problema de baja tensión se produce cuando algunas de las tensiones están por debajo del límite inferior, pero el sistema está operando de forma estable. Desde que el punto de operación continúe estable y no se produzcan perturbaciones, el problema de baja tensión puede ser considerado aparte del colapso de tensión.

4.4. BIFURCACIONES

La teoría de la bifurcación predice como un sistema se vuelve inestable. La idea principal es estudiar el sistema de potencia en el umbral de la inestabilidad (1993) [CAÑIZARES, C. A.](#)

y ALVARADO, F. L. (1993). Hay pocas formas en que el sistema se vuelva inestable, independientemente de su tamaño o complejidad del modelo del sistema de potencia. La teoría de la bifurcación describe estos modos y sus correspondientes cálculos. El análisis de bifurcación requiere que el modelo del sistema de potencia sea especificado en forma de ecuaciones que contienen las variables y los parámetros de estado.

Las bifurcaciones silla-nodo y de Hopf se reconocen como las principales responsables de la inestabilidad de voltaje de sistemas de potencia. Cuando la matriz Jacobiana presenta un simple autovalor igual a cero se tiene una bifurcación silla-nodo. Este es el más común en los sistemas de potencia correspondiente a la desaparición del equilibrio estable del sistema. Cuando la matriz Jacobiana tiene un simple par de autovalores propios complejos que cruzan el eje imaginario del plano complejo, se tiene una bifurcación de Hopf. En este caso, el comportamiento dinámico de los cambios en el sistema, pasa de un equilibrio a una oscilación (1994) SEYDEL (1994).

4.4.1. Bifurcación silla nodo y el colapso de tensión

Bifurcaciones silla nodo soluciones de una ecuación cuadrática

La bifurcación silla-nodo es un fenómeno no lineal y no puede ocurrir en un *modelo* lineal. Esta bifurcación está relacionada con un modelo no lineal como una ecuación cuadrática.

Sea una ecuación cuadrática con dos raíces reales (soluciones de equilibrio). Estas raíces se desplazan en forma gradual como los coeficientes (parámetros) de esta ecuación cuadrática también sufren cambios graduales. La bifurcación se produce cuando las raíces son reales dobles de la solución de la ecuación. Esta solución proporciona una frontera entre la existencia de dos raíces reales distintas y la inexistencia de raíces reales.

Existen, en el modelo de un sistema eléctrico de potencia, variables que se relacionan a través de ecuaciones cuadráticas. Estas ecuaciones tornan un modelo no lineal que relaciona a las variables de estado (tensiones y ángulos) de los sistemas con la potencia activa y reactiva inyectada en la red eléctrica. De este modo, el sistema está sujeto a la ocurrencia de bifurcaciones silla-nodo.

Sea el sistema que se muestra en la Figura (4.4):

Se eligió una potencia activa P como un parámetro para el sistema. El vector de estados del sistema, $z = (V, \delta)$, especifica un fasor de tensión para la carga. La variación de la magnitud de la tensión V con la carga p se muestra en la Figura 4.5:

Para un valor bajo carga hay dos soluciones, una solución de alta tensión y otra de baja tensión, la solución de baja tensión no está relacionada con el problema de baja tensión que se describe en la Sección 4.3. Comparada con la solución de alta tensión se tienen valores diferentes de corriente en comparación con la solución de baja tensión. En la práctica, las soluciones de alta tensión son estables mientras que las de baja tensión son inestables. Con el incremento de

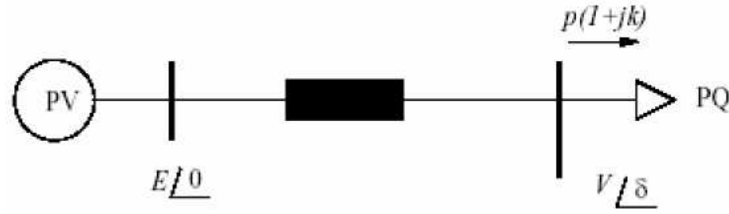


Figura 4.4: Consumo de potencia activa

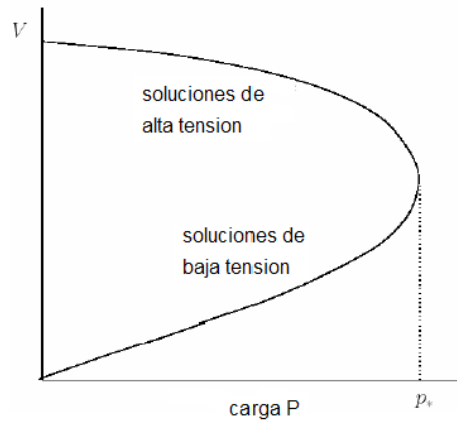


Figura 4.5: Variación de la magnitud de la tensión con la carga

carga, estas soluciones están cerca unas de otras para convertirse en una solución única. Por lo tanto, esta solución única es el punto de máxima carga (*PMC*) o el punto de colapso de tensión. A partir de este punto se determina la inexistencia de las soluciones de equilibrio. Las soluciones de equilibrio desaparecen en una bifurcación silla-nodo en el punto P^* .

Un análisis con respecto a las variables de estado que representan los ángulos de fase del sistema indica que la solución angular inferior corresponde a la solución de alta tensión.

Las extremidades de las curvas PV y $P\delta$ señalizan un mismo evento de equilibrio inestable o estable y por tanto, ocurren para una misma carga P^* .

Equilibrios estables e inestables

Es de gran utilidad visualizar el espacio de estados para diferentes condiciones de carga. Las coordenadas para el espacio de estados son las variables V y δ .

La Figura(4.6) muestra ambos equilibrios para una carga moderada. Las líneas indican la dinámi-

ca del sistema. Si es un estado alterado ligeramente en cualquier dirección, desde un punto de alta tensión, equilibrio estable, las líneas muestran que el estado va a volver a un equilibrio estable. Por otra parte, casi todas las perturbaciones leves que se producen a partir de un punto bajo de tensión provocarán cambios en los puntos de equilibrio inestable.

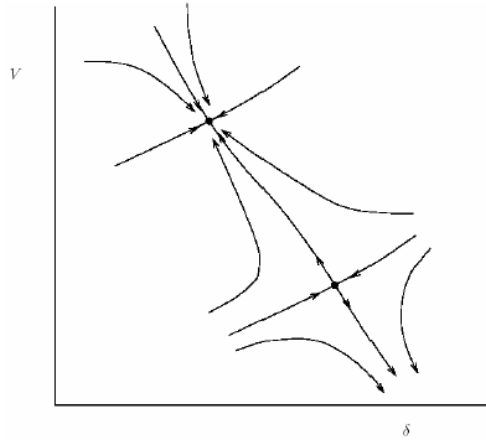


Figura 4.6: Equilibrios estables e inestables para una carga moderada

Para el punto máximo de carga mostrado en la figura(4.5), punto de bifurcación P^* , las líneas muestran que es de equilibrio inestable. Por otra parte, esta inestabilidad tiende a mover el estado a lo largo de la flecha resaltada en la Figura(4.7). Este camino implica una disminución monotónica de la magnitud de tensión y un aumento en el ángulo de tensión.

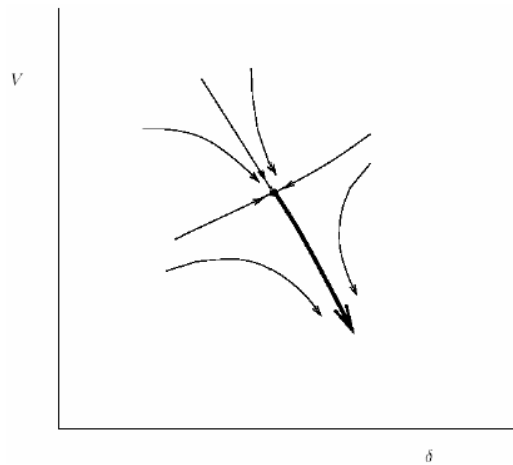


Figura 4.7: Equilibrio inestable para una carga máxima.

En algunas situaciones de falla, el sistema de potencia puede producir una carga mayor que el del punto de bifurcación. En este caso, no existe un punto de equilibrio, la dinámica del sistema se muestra en la Figura(4.8).

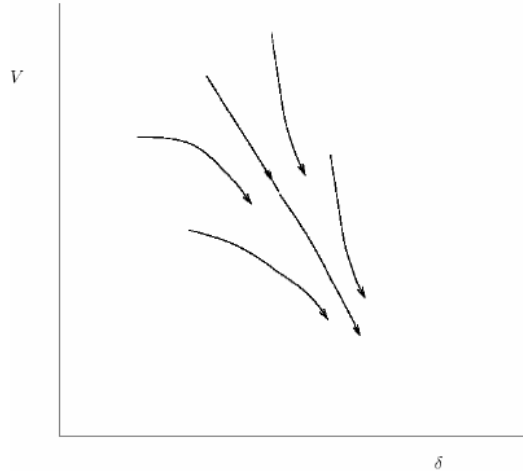


Figura 4.8: Equilibrio inexistente para una carga mayor que el máximo.

4.4.2. Valores propios en el punto de bifurcación silla-nodo

Si la matriz *Jacobiana* de un sistema es estable asintóticamente, todos valores propios tienen parte real negativa. A medida que el sistema se acerca al *PMC*, los valores propios de la matriz *Jacobiana* se acercan a cero por el lado izquierdo del plano complejo. Una bifurcación se produce cuando un valor propio es cero. La matriz *Jacobiana* puede, por tanto, determinar la estabilidad de un sistema linealizado en relación a su equilibrio. Por tanto, este equilibrio debe existir. Si el *PMC* se supera, no hay equilibrio en las proximidades y el uso de la matriz *Jacobiana* pierde su significado.

Algunos atributos de un Punto de Bifurcación silla-nodo:

Todas las indicaciones mostradas a continuación se producen en un punto de bifurcación silla-nodo y pueden ser usados para identificar o detectar una bifurcación silla-nodo:

- Dos puntos de equilibrio unidos (uno de estos puntos debe ser inestable);
- La sensibilidad en relación a su parámetro de carga de una variable de estado típica es infinita. Esto resulta en una infinita inclinación al final de la curva como se muestra en la Figura(4.5);
- La matriz *Jacobiana* del sistema tiene un valor propio nulo;
- La matriz *Jacobiana* del sistema tiene un valor singular nulo;
- El determinante de la matriz *Jacobiana* es nulo;
- Las dinámicas del colapso, en la bifurcación, son tales que el estado del sistema cambia monotónicamente y la tasa de cambio es lenta al principio y luego rápida.

4.5. MODELOS DE CARGA Y LAS CARACTERÍSTICAS DE LA RED PV

La dependencia de las cargas en relación con la tensión es un aspecto crítico en el análisis de estabilidad de tensión. Diferentes cargas son representadas por modelos que agregan componentes estáticos y dinámicos para aproximar el efecto de la sensibilidad de estos en relación con el voltaje y la frecuencia. Algunos tipos de cargas se presentan a continuación, según (1995) ZAMBRONI DE SOUZA (1995).

Modelo estático: Un modelo que expresa las potencias activa y reactiva, en cualquier instante de tiempo, como funciones de la magnitud de la tensión y la frecuencia de una barra de ese mismo instante. Los modelos estáticos de carga se utilizan para los componentes estáticos, como por ejemplo, cargas resistivas. Los modelos estáticos se dividen en:

- **Impedancia constante:** Modelo en el que la potencia es directamente proporcional al cuadrado de la magnitud de la tensión. También puede ser llamada admitancia constante;
- **Corriente constante:** Modelo en el que la potencia es directamente proporcional a la magnitud de la tensión;
- **Potencia constante:** Modelo en el que la potencia es un valor constante en contra de variaciones en la magnitud de la tensión;
- **Polinomial:** Modelo que da una ecuación polinómica relacionando la potencia y la magnitud de la tensión:

$$P = P_0 \left[a_1 \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 + a_2 \left(\frac{V}{V_0} \right) + a_3 \right] \quad (4.10)$$

$$Q = Q_0 \left[a_4 \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 + a_5 \left(\frac{V}{V_0} \right) + a_6 \right] \quad (4.11)$$

Donde

P y P_0 son los valores actuales e iniciales de la potencia activa, respectivamente. a_i para $i = 1, \dots, 6$, son factores multiplicadores.

V y V_0 son los valores actual e inicial del nivel de tensión.

Q y Q_0 son los valores actual e inicial de la potencia reactiva, respectivamente.

- **Exponencial:** modelo que se representa en una ecuación exponencial relacionando potencia y magnitud de tensión.

$$P = P_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{np} \quad (4.12)$$

$$Q = Q_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{nq} \quad (4.13)$$

Donde np y nq son factores exponenciales

Modelo dinámico: Un modelo que expresa la potencia activa y la potencia reactiva en cualquier instante de tiempo, como funciones de la magnitud de la tensión y la frecuencia de los últimos instantes de tiempo y por lo general, incluido el instante actual. Las diferencias o las ecuaciones diferenciales se pueden utilizar para representar a esos modelos.

El análisis conceptual basado en las curvas PV 's considera las características de la carga en función de la tensión. Por ejemplo, para una carga que puede ser modelada como un tipo de potencia constante, la representación es aún más sencilla: la característica es una recta vertical en PV .

En contraste con la característica de la carga, también se está trabajando con las características eléctricas de la red PV , que se refieren a su capacidad para mantener el equilibrio necesario entre la tensión, la potencia activa y reactiva reunidas. Un ejemplo característico de PV se muestra, a continuación, a un sistema sin pérdidas con un factor de potencia unitario ($Z_L = R_L$) y sin la acción de los dispositivos de control y protección.

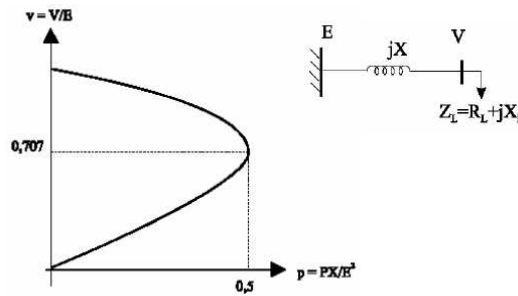


Figura 4.9: Característica de un sistema PV sin pérdidas, con un factor de potencia unitario y sin la acción del control y los dispositivos de protección.

El desarrollo para el factor de potencia unitario puede ser generalizado para diferentes valores de factor de potencia. Esto da, por tanto, la familia de curvas PV 's que se muestran en la Figura(4.10), donde el ángulo del factor de potencia de la carga es ϕ .

Obsérvese que:

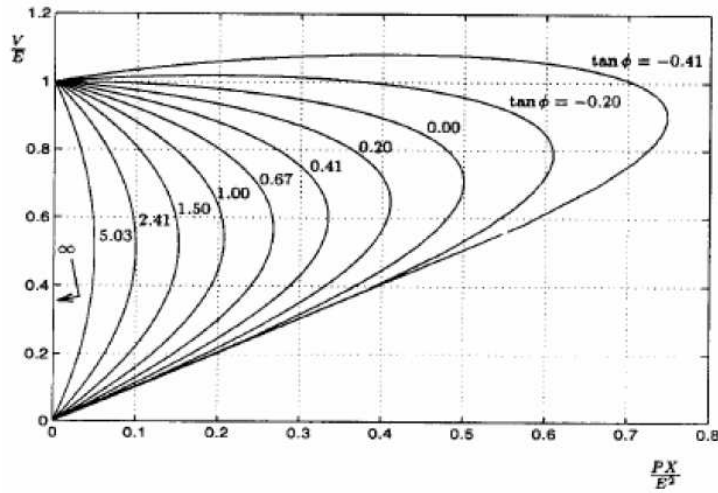


Figura 4.10: Familias de la curva PV para diferentes valores de factor de potencia

- Para una carga dada por debajo de la carga máxima posible, hay dos soluciones: una para las tensiones más altas y baja corriente y otra de menor voltaje y alta corriente. La primera reúne las condiciones de funcionamiento normal con tensiones mas próximas a la tensión del generador E . La operación de soluciones permanentes en la rama inferior de la curva que en general es inaceptable;
- A medida que la carga se ve compensada (o que corresponde a los menores valores de $\text{tg}\phi$, ver figura(4.10) la potencia máxima aumenta. Sin embargo, la tensión para el cual un máximo ocurre también aumenta. Esto indica un aumento riesgoso ya que la capacidad máxima de transferencia de potencia, es decir el *PMC* puede lograrse para las tensiones cercanas a los valores normales de operación lo cual hace más difícil la detección de dicho punto. Obsérvese, que también para un alto grado de compensación en potencia activa cercana a un máximo las dos soluciones de tensión se aproximan una de la otra. Por lo tanto se torna mas difícil decir, sin un análisis detallado, cual de las soluciones se considera "normal";
- Para las cargas sobre-compensadas ($\text{tg}\phi < 0$), se observa que en una parte de la rama superior de la curva *PV* a lo largo de la cual la tensión aumenta con la potencia de la carga. La explicación de esto es que en un factor de potencia negativo, cuanto mas potencia activa es consumida más potencia reactiva es producida por la carga. En las cargas bajas, la caída de tensión debido al aumento de potencia activa se ve compensado por un aumento de la tensión debido al aumento de potencia reactiva. Este efecto es más pronunciado a medida que crecen los valores negativos para $\text{tg}\phi$.

Los puntos de operación posible en *PV* corresponden a las intersecciones entre las características de la red y las características de la carga, como se ilustra en la Figura (4.11). Las características de la red se refieren a las características permanentes de generadores y sistemas de transmisión,

mientras que las cargas pueden tener diferentes comportamientos en el tiempo con respecto a los cambios de voltaje.

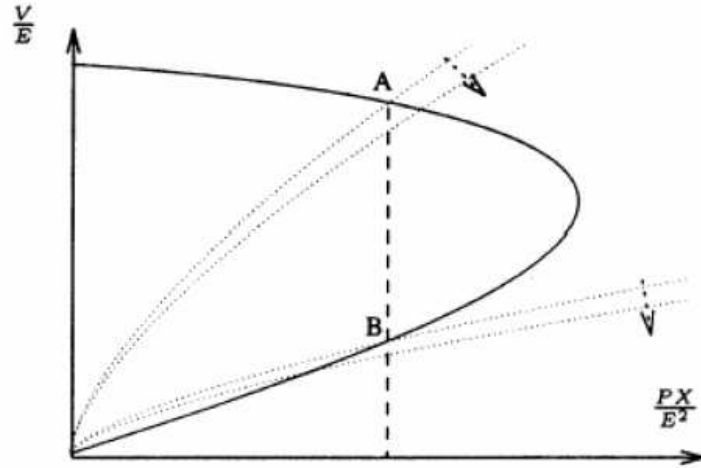


Figura 4.11: Puntos de operación posibles para PV.

Un aspecto que debe ser resaltado es que, dependiendo del modelo estático utilizado para representar la carga total del sistema, la ubicación del punto silla-nodo cambia significativamente. En el caso de un modelo de carga del tipo de potencia constante, la bifurcación silla-nodo indicará el punto de transferencia de potencia máxima o de carga máxima, que coincidirá con el final de la curva. En cualquier otro tipo de modelo de carga, el límite de carga no corresponderá con el límite de estabilidad (2001) [CAÑIZARES, C. A. \(Ed.\). \(2001\)](#). Las cargas que muestran características de impedancia y corriente constante no causan la inestabilidad de tensión (2000) [ALVES D. A \(2000\)](#).

Algunas aplicaciones para las curvas PV son:

- Realizar el perfil de tensión en el sistema en diferentes condiciones de carga;
- Investigar la sensibilidad del estado del sistema en lo que respecta a la variación del parámetro de carga;
- Encontrar el PMC en una determinada dirección;
- Encontrar puntos de múltiples soluciones.

INDICES DE ESTABILIDAD DE TENSION

La adquisición de los índices para predecir la proximidad de un posible colapso de tensión es de gran interés entre los investigadores y personal técnico en la operación de los sistemas de potencia. Estos índices podrían ser utilizados on-line u off-line con el fin de ayudar a los operadores a determinar el grado de seguridad de un sistema en relación con un posible colapso de tensión.

El objetivo de estos índices es el de definir una magnitud escalar que puede ser monitoreada a medida que los parámetros del sistema sufren variaciones. Estos índices deben proporcionar un modelo previsible, sin sufrir cambios bruscos para que las previsiones puedan ser aceptables. Y además, ofrecer un bajo esfuerzo computacional para un sistema de rastreo en línea.

5.1. FACTORES DE SENSIBILIDAD.

Factores de sensibilidad son índices bien conocidos y utilizados en varias empresas de energía en el mundo para detectar problemas de estabilidad de tensión (2001) [CAÑIZARES, C. A. \(Ed.\). \(2001\)](#). Estos índices fueron, en primer lugar, utilizados para predecir problemas en el control de la tensión y pueden definirse como:

$$FST_i = \max_i \left\{ \frac{dV_i}{dQ_i} \right\}, \quad (5.1)$$

Donde FST significa factor de sensibilidad de tensión. Cuando el generador i se aproxima la parte inferior de su curva QV , el valor de FST se torna grande y el intercambio de signo, indica una condición de inestabilidad en el control de tensión.

Sobre la base de este concepto, varios índices se han propuesto. A continuación, el índice FS, factor de sensibilidad, que puede ser definido para un sistema cuya representación matemática es formulada por la ecuación $F(z, \lambda)$.

$$FS = \left\| \frac{dZ}{d\lambda} \right\|, \quad (5.2)$$

donde un gran valor para FS significa inseguridad para el sistema en relación con la posibilidad de ocurrencia de un colapso de tensión. Cuando el sistema está próximo a un valor máximo para el parámetro $\lambda (\Delta\lambda \rightarrow 0)$ se tiene que $(\frac{dZ}{d\lambda}) \rightarrow \pm\infty$. Si sólo las tensiones del sistema se supervisan, el equivalente FST pueden definirse como sigue:

$$FST = \left\| \frac{dV}{d\lambda} \right\|, \quad (5.3)$$

Los índices FST y FS requieren poco esfuerzo computacional, y en sistemas pequeños permite predicciones de proximidad al PMC . Sin embargo, para sistemas más grandes, tales índices no son muy sensibles a las variaciones en los sistemas. De este modo, la información proporcionada en relación con la posibilidad de ocurrencia de la caída de tensión no es fiable. Sin embargo, se puede desarrollar la aplicación de medidas correctivas.

5.2. VALORES SINGULARES Y VALORES PROPIOS.

5.2.1. Valores singulares.

La descomposición en valores singulares es habitualmente utilizada en la determinación de los lugares de la matriz, que son igual al número de valores singulares no-nulos de la matriz Jacobiana. Los valores singulares se han utilizado en los sistemas de potencia debido al gran uso de la descomposición ortonormal de la matriz Jacobiano (1995) [ZAMBRONI DE SOUZA \(1995\)](#). La aplicación de estos valores en el análisis de la caída de tensión se centra en el seguimiento del menor valor singular, que se convierte en cero en el punto de colapso de tensión.

En general, la matriz Jacobiana contiene las primeras derivadas de los residuos de potencia reactiva $Q(z, \lambda)$. En relación con las magnitudes de tensión $V \in Z$. Luego *linealizando* las ecuaciones de estado permanente $F(z, \lambda) = 0$, en el punto de equilibrio (z_0, λ_0) se tiene:

$$\Delta F(z, \lambda) = J\Delta z$$

$$\begin{aligned} \Delta F(z, \lambda) &= J \Delta z \\ \Rightarrow \begin{bmatrix} \Delta P(\delta, V, \lambda) \\ \Delta Q(\delta, V, \lambda) \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} \frac{dP}{d\delta}(z_o, \lambda_o) & \frac{dP}{dV}(z_o, \lambda_o) \\ \frac{dQ}{d\delta}(z_o, \lambda_o) & \frac{dQ}{dV}(z_o, \lambda_o) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta V \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta V \end{bmatrix} \end{aligned} \quad (5.4)$$

Asumiendo que $\Delta P(z, \lambda) = 0$ en el punto de colapso de tensión se puede escribir:

$$\Delta Q(\delta, V, \lambda) = (\mathbf{J}_4 - \mathbf{J}_3 \mathbf{J}_1^{-1} \mathbf{J}_2) \Delta V = \mathbf{J}_{QV} \Delta V \quad (5.5)$$

De acuerdo a la fórmula de Schur.(1977) [GANTMACHER \(1977\)](#):

$$\det \mathbf{J} = \det \mathbf{J}_1 \det \mathbf{J}_{QV}, \quad (5.6)$$

\mathbf{J} es singular cuando \mathbf{J}_{QV} o \mathbf{J}_1 es singular. Si no hay problemas de estabilidad de ángulo ($\det \mathbf{J}_1 \neq 0$), la matriz \mathbf{J} se tornará singular solamente si la matriz \mathbf{J}_{QV} se torna singular. (1990) [HILL, D. J.; LÖF, P.-A.; ANDERSON, G. \(1990\)](#). Por tanto, los valores singulares de esta matriz reducida pueden ser usados para determinar la proximidad al colapso de tensión.

5.2.2. Valores propios.

Los valores propios y los valores singulares, también se han utilizado en la determinación de la cercanía al punto de colapso de tensión. Para la matriz \mathbf{J}_{QV} , definida anteriormente, se espera llegar a valores propios y vectores propios reales similares a los valores correspondientes a los vectores y valores singulares. De este modo, los vectores propios asociados a valores propios próximos a cero tienen la misma interpretación de vectores singulares próximos al *PMC*, es decir, los valores más altos de un vector propio derecho coinciden con barras de tensión más propensas al colapso del sistema y los valores más grandes del vector propio izquierdo indica las direcciones más sensibles a los cambios en la inyección de potencia (1992) [KUNDUR, P.; MORISON, G.; GAO, B. \(1992\)](#).

Comparando los índices basados en los valores singulares y en los valores propios con relación a los factores de sensibilidad, este tipo de información puede ser obtenida de ambos cálculos. Pero los primeros tienen un alto costo computacional. Un hecho que deberá respetarse en el caso de los singulares y valores propios es que la importancia de estos cambian de acuerdo al modelo empleado para el sistema. Por ejemplo, las cifras obtenidas a partir de un modelo de flujo de potencia no proporcionan información válida sobre la dinámica del problema. Así, un estudio que utilice valores singulares y valores propios como índice de proximidad de carga máxima, para ser válida, debe contener elementos dinámicos.

5.3. MARGEN DE CARGA.

Para un punto de operación, la suma adicional de la carga que podría causar un colapso de tensión en un modelo en particular de aumento de la misma, es llamado margen de carga para el colapso de tensión. El margen de carga es el índice más básico e integral de colapso de tensión aceptado.

Si la carga de un sistema es escogida para ser parámetro de carga, una curva *PV* puede ser trazada para el sistema, en cuyo caso un margen de carga para un colapso de tensión es una variación de carga entre un punto de operación y la extramidad de la curva.

Hay varias formas de definir el margen de carga. Un cambio en el valor de la carga se puede medir o por la suma de variaciones absolutas de la potencia aparente de la carga, o la raíz cuadrada de la suma de los cuadrados de variaciones en la potencia aparente de la misma carga.

Las ventajas del margen de carga, como índice para el colapso de tensión, son los *siguientes*:

- El margen de carga se dirige, es de fácil su comprensión y entendimiento.
- El margen de carga no se basa en un modelo particular para el sistema, requiere solamente un modelo estático del sistema de potencia;
- El margen de carga es un índice preciso que considera la no-linealidad y los límites del sistema, tales como la energía reactiva, logrado con la adición de carga;
- Una vez que el margen de carga es calculado, es rápido y fácil de determinar su sensibilidad con respecto a cualquier parámetro de control del sistema potencia.

Las desventajas del margen de carga, como índice para el colapso de tensión son:

- El margen de carga requiere cálculos sobre los puntos más allá del punto de operación actual, por lo tanto, es computacionalmente más caro que el uso de índices que utilizan solamente información de la operación. Los costos computacionales son la principal desventaja del margen de carga;
- El margen de carga requiere la consideración de la dirección de aumento de la carga. En ocasiones, esta información no es evaluada correctamente.

Hay dos alternativas para aliviar la dependencia del margen de carga en el modelo de carga adoptado. Una de ellas es calcular la sensibilidad del margen de carga para un modelo de aumento de carga hecho o recalculando el margen de carga para diferentes *modelos*. Otra consiste en la realización de nuevos cálculos para encontrar un modelo de carga que proporcione un valor mínimo para el margen de la carga.

El margen de carga se puede calcular haciendo pequeños aumentos en la carga y *recalculando*

el flujo de potencia en cada nuevo valor pos incremento hasta llegar al final de la curva. En la práctica, esta idea se utiliza, como en los métodos directos y de continuación.

5.3.1. Métodos directos

Los métodos directos, también conocidos como métodos de *PMC*, son desarrollados para calcular los puntos de bifurcación singular de sistemas no lineales sin la determinación de otros puntos entre el caso base y el *PMC* (1993) CAÑIZARES, C. A. y ALVARADO, F. L. (1993). El método consiste en la solución de ecuaciones mostradas a continuación, para \mathbf{z} , λ y \mathbf{w} (vector propio derecho) obtenidos del PMC (\mathbf{z}_*, λ_*):

$$\begin{aligned}\mathbf{F}(\mathbf{z}, \lambda) &= 0 \\ D_{\mathbf{z}}\mathbf{F}(\mathbf{z}, \lambda)^T \mathbf{w} &= 0 \\ \|\mathbf{w}\|_{\infty} &= 1\end{aligned}\tag{5.7}$$

Este método permite la determinación directa del margen de carga para el colapso $\Delta\lambda = \lambda_* - \lambda$, en cualquier punto de operación definido por λ , sin la necesidad de calcular los demás puntos entre el caso base y el final de la curva.

Una desventaja de este método es el alto costo computacional, la dimensión total del sistema de ecuaciones anterior es de $2n + 1$, el doble de la matriz Jacobiana convencional, que impone mayores requisitos para la memoria y el tiempo de CPU.

La utilización de norma infinita en la tercera ecuación del sistema provee una forma más confiable para encontrar el punto de colapso de tensión. Y el uso de vector propio derecho \mathbf{w} , se debe a la obtención de mejores resultados en cuanto al uso en comparación con el vector propio izquierdo.

Ecuaciones similares pueden ser obtenidas para la determinación del PMC como un problema de optimización (1997) IRISARRI et al. (1997). Así el problema de colapso puede ser escrito como:

$$\begin{aligned}\max \quad & \lambda \\ \text{sujeto a} \quad & \mathbf{F}(\mathbf{z}, \lambda) = 0\end{aligned}\tag{5.8}$$

Esto puede ser resuelto usando función lagrangiana:

$$L(\mathbf{z}, \lambda, \omega) = \lambda + \omega^T * \mathbf{F}(\mathbf{z}, \lambda)\tag{5.9}$$

Donde ω corresponde al vector de multiplicadores de lagrange. Por lo tanto satisface las ecuaciones necesarias de primer orden y se obtiene a partir del sistema Ec. ((5.10)):

$$D_\omega L = F(z, \lambda) = 0$$

$$D_z L = D_z F(z, \lambda)^T \omega = 0 \quad (5.10)$$

$$\frac{dL}{d\lambda} = \omega^T \frac{\partial F}{\partial \lambda}(z, \lambda) + 1 = 0$$

Varias técnicas pueden ser empleadas para la determinación del punto de colapso o PMC. Como expresar el problema de colapso como un problema de optimización. Debido a la capacidad de manipulación de variables canalizadas. Un método significativamente atrayente de optimización es el de puntos interiores. (1997) [IRISARRI et al. \(1997\)](#).

5.3.2. Método de continuación

El método de continuación puede ser implementado con cualquier conjunto de ecuaciones de equilibrio (o de régimen permanente) de un sistema de potencia. En análisis de estabilidad de tensión, estos métodos han sido utilizados para el cálculo de trayectorias de solución.

La idea básica consiste en la obtención de sucesivas soluciones de flujo de carga, como objetivo de trazar los perfiles de tensión a partir de un caso base hasta el PMC (1992) [AJJARAPU V. y CHRISTY C. \(1992\)](#). Un proceso iterativo debe ser solucionado cuidadosamente para asegurar que una solución confiable sea obtenida. Una inicialización no adecuada podrá resultar en una no convergencia o convergencia para soluciones no deseadas. Por tanto, una de las características necesarias para el método sería el tener una región de convergencia tan amplia como sea posible. Evitándose así la posibilidad de errores de convergencia.

En este método son superadas las dificultades de obtención de sucesivas soluciones de flujo de carga, lo que posibilita el trazado completo del perfil de tensión a partir de la variación del valor del parámetro λ (parámetro asociado a la carga del sistema) automáticamente, sin preocupación con la singularidad de las ecuaciones del sistema de potencia.

Una estrategia del método es mostrada en la Figura(5.1), donde el punto de *equilibrio* (z_1, λ_1) , es usado para calcular la dirección del vector Δz_1 y la variación $\Delta \lambda_1$ el parámetro del sistema.

Esta primera etapa es conocida como paso predictor. Como resultado de esta se obtiene un estimativo del próximo punto $(z_1 + \Delta z_1, \lambda_1 + \Delta \lambda_1)$, que es usado después en la segunda etapa o paso corrector para calcular un nuevo punto de equilibrio (z_2, λ_2) . Dado que la matriz

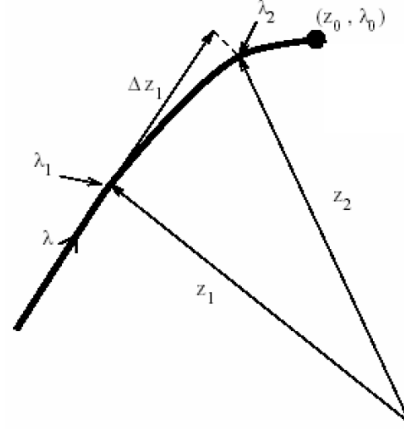


Figura 5.1: Esquema predictor y corrector

Jacobiana es singular en el punto de bifurcación, una parametrización se torna necesaria en los pasos predictor y/o corrector. Dependiendo de la técnica utilizada, para garantizar un buen comportamiento numérico de los resultados. A continuación, será presentada una descripción detallada del método basada en (2001) CAÑIZARES, C. A. (Ed.). (2001).

5.3.3. Paso predictor y parametrización

Una forma de cálculo de la dirección del vector Δz_1 en el punto de equilibrio (z_1, λ_1) se hace por medio del vector tangente en aquel punto. Dado que $F(z_1, \lambda_1) = 0$, entonces:

$$D_z F(z_1, \lambda_1) \frac{dz}{d\lambda} \Big|_1 + \frac{\partial F}{\partial \lambda} \Big|_1 = 0 \quad (5.11)$$

$$\Rightarrow D_z F \Big|_1 \frac{dz}{d\lambda} \Big|_1 = - \frac{\partial F}{\partial \lambda} \Big|_1$$

Por lo tanto, la dirección del vector y el tamaño de paso que deben tomarse son la normalización de vector tangente, a saber:

$$\Delta \lambda_1 = \frac{k}{\left\| \frac{dz}{d\lambda} \right\|_1} \quad (5.12)$$

$$\Delta z_1 = \Delta \lambda_1 \frac{dz}{d\lambda} \Big|_1$$

Donde k es una constante escalar positiva que controla el tamaño de paso predictor. Una normalización de la ecuación (5.12) resulta en la reducción del tamaño de paso a medida que el sistema se aproxima al *PMC* ya que la magnitud del vector tangente aumenta con relación a la proximidad de este punto. Si el tamaño de paso es muy grande el punto estimado $(z_1 + \Delta z_1, \lambda_1 + \Delta \lambda_1)$ presentará problemas de convergencia durante su corrección, pero para un paso muy pequeño serán necesarias muchas iteraciones para encontrar el punto de bifurcación. Buenos resultados fueron encontrados en (1993) CAÑIZARES, C. A. y ALVARADO, F. L. (1993) para $k=1$ con-

siderando sistemas de diferentes tamaños. Una técnica para determinar un adecuado tamaño de paso basada en el vector tangente es propuesta en (1997) [ZAMBRONI DE SOUZA \(1997\)](#).

Una dificultad del método, es cuando el punto de equilibrio se encuentra en la *proximidad* del punto de bifurcación, donde la matriz Jacobiana se torna mal condicionada. Para evitar este problema, técnicas de parametrización pueden ser usadas, como en (1994) [SEYDEL \(1994\)](#). Una es la parametrización local que consiste en alternar el parámetro λ con una de las variables del sistema $z_i \in z$ que posee el mayor valor normalizado del vector tangente. Así λ se torna una nueva variable para el sistema y z_i un nuevo parámetro p :

$$p = \max_i \left\{ \left| \frac{\Delta z_i}{z_i} \right|, \left| \frac{\Delta \lambda}{\lambda} \right| \right\} \quad (5.13)$$

Otro tipo de predictor con parametrización es el de arco tangente. En esta técnica el parámetro es una variable del sistema, en el punto de equilibrio, pueden ser representados como una función de arco tangente del sistema. Es decir para $F(z_1(s), \lambda_1(s))=0$,

$$D_z F|_1 \frac{dz}{ds} \Big|_1 + \frac{\partial F}{\partial \lambda} \Big|_1 \frac{d\lambda}{ds} \Big|_1 = 0 \quad (5.14)$$

Donde el arco tangente (s) debe cumplir la siguiente condición:

$$\frac{dz}{ds} \Big|_1^T \frac{dz}{ds} \Big|_1 + \frac{d\lambda}{ds} \Big|_1 = 1 \quad (5.15)$$

Aproximando $\Delta z_1 \approx dz$, $\Delta \lambda \approx d\lambda$ y $k = \Delta s \approx ds$ la ecuación ((5.14)) puede ser escrita como:

$$D_z F|_1 \Delta z_1 + \frac{\partial F}{\partial \lambda} \Big|_1 \Delta \lambda_1 = 0 \quad (5.16)$$

$$\Delta z_1^T \Delta z_1 + \Delta \lambda_1^2 = k$$

Otro método predictor más simple es el de la secante, que no requiere parametrización (1995) [CHIANG et al. \(1995\)](#) y consiste en la aproximación del vector tangente $dz/d\lambda$ utilizando dos o más puntos determinados previamente, de esta forma dados dos puntos (z_{1a}, λ_{1a}) y (z_{1b}, λ_{1b}) siendo $\lambda_{1a} > \lambda_{1b}$ se tiene:

$$\frac{dF}{d\lambda} \Big|_1 \approx z_{1b} - z_{1a} \quad (5.17)$$

Nótese que, dentro de una tolerancia numérica razonable, la proximidad de estos dos puntos es una mejor aproximación del vector tangente; pero, un número mayor de puntos deberá ser calculado. Por otra parte puntos muy alejados uno del otro generan aproximaciones inadecuadas de $dz/d\lambda$, causando dificultades de convergencia durante el paso corrector.

Dependiendo de la curva el método secante presenta ventajas y desventajas en relación a los métodos predictores anteriores, una asociación es propuesta en (1991) [IBA et al. \(1991\)](#) y (1992) [AJJARAPU V. y CHRISTY C. \(1992\)](#), donde se utiliza un predictor secante cuando una incli-

nación del vector tangente todavía es pequeña. En presencia de curvaturas mayores se emplean los predictores arco tangente o vector tangente. La figura(5.2) muestra el procedimiento del vector secante. En la figura(5.3) se describen los problemas asociados a esta técnica cuando la inclinacion es acentuada.

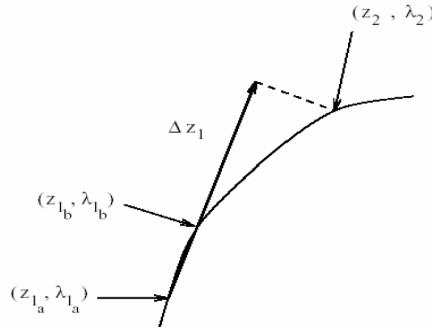


Figura 5.2: Método predictor secante.

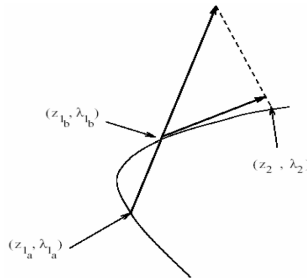


Figura 5.3: Problema asociado al método predictor secante.

5.3.4. Algunos detalles sobre parametrización

De acuerdo con (1994) SEYDEL (1994), las curvas de solución de la ecuación $f(y, \lambda) = f(x) = 0$ pueden ser parametrizadas por el parámetro γ , lo que significa que las soluciones de $f(y, \lambda) = 0$ dependen de γ :

$$y = y(\gamma), \lambda = \lambda(\gamma) \quad (5.18)$$

Para un valor particular de γ , el sistema $f(y, \lambda) = 0$ consiste de n ecuaciones para $n+1$ incógnitas. Si para la parametrización establecida por una ecuación escalar adicional, $p(y, \lambda, \gamma) = 0$, un sistema extendido puede ser formulado:

$$F(Y, \gamma) = \begin{pmatrix} f(y, \lambda) \\ p(y, \lambda, \gamma) \end{pmatrix} = 0 \quad (5.19)$$

El cual consiste de $n+1$ ecuaciones escalares para $n+1$ incógnitas, $Y=(y,\lambda)$. En la ecuación((5.19)) se incluyen todos los tipos de parametrización. La opción de hacer λ como parámetro de continuación, significa escoger $\gamma = \lambda$ y $p(y,\lambda) = \lambda - \lambda_j + 1$, donde j representa el valor actual.

5.3.5. Parametrización local

Es importante también, admitir algunos de los componentes $x_i (i = 1, \dots, n)$ como un parámetro, incluyendo $x_{n+1} = \lambda$. Esta parametrización local conduce a la siguiente ecuación:

$$p(x, \eta) = x_k - \eta \quad (5.20)$$

Para $1 \leq k \leq n+1$ y un valor apropiado para η . El índice k y el parámetro $\eta = x_k$ son determinados localmente en cada etapa de continuación (x_j, λ_j) , a fin de mantener su flexibilidad. Tanto que, un índice k para una parametrización local existe en las proximidades del punto de solución única. Con $Y = (y, \lambda)$, la ecuación((5.19)) puede ser escrita como:

$$F(Y, \eta) = \begin{pmatrix} f(Y) \\ x_k - \eta \end{pmatrix} = 0 \quad (5.21)$$

Para encontrar un índice apropiado para k y para el valor del parámetro η , basados en el predictor tangente, se tiene la siguiente ecuación:

$$|z_k| = \max \{|z_1|, \dots, |z_n|, |z_{n+1}|\} \quad (5.22)$$

Esta elección, determina una componente del vector tangente z que es máxima. Para un algoritmo basado en el predictor secante, el índice k es escogido de la siguiente forma:

$$\Delta_r x_k = \max \{\Delta_r x_1, \dots, \Delta_r x_{n+1}\}, \quad (5.23)$$

$$\text{con } \Delta_r = x_i = \frac{x_i^j - x_i^{j-1}}{x_i^j}$$

Después de ser fijado un índice k , un valor para el parámetro η debe ser determinado. Este parámetro depende del índice k , de la posición de la solución actual en la curva (es decir, en j) y en el tamaño de paso (σ) deseado.

$$\eta = \eta(k, j, \sigma) \quad (5.24)$$

Paso corrector.

A partir de un valor estimativo inicial $(z_1 + \Delta z_1, \lambda_1 + \Delta \lambda_1)$ determinado en el paso predictor, con o sin parametrización, un punto actual (z_2, λ_2) debe ser calculado a partir de las siguientes ecuaciones para z y λ :

$$\begin{aligned} (z, \lambda) &= 0 \\ \rho(z, \lambda) &= 0 \end{aligned} \quad (5.25)$$

La ecuación $f(z, \lambda) = 0$ corresponde a las ecuaciones de flujo de carga, $D_z F|_* = 0$, en PMC, (z_*, λ_*) , siendo una matriz Jacobiana singular. La ecuación $\rho(z, \lambda) = 0$ representa una condición que no garantiza la singularidad de la matriz Jacobiana en todos los puntos del sistema.

$$J = \begin{pmatrix} D_z F & \frac{\partial F}{\partial \lambda} \\ D_z \rho & \frac{\partial \rho}{\partial \lambda} \end{pmatrix}_{n+1, n+1} \quad (5.26)$$

Dos diferentes técnicas de corrección se han utilizado en los estudios de colapso de tensión de sistemas de potencia. La primera consiste en un vector perpendicular para Δz_1 , con origen en el punto $(z_1 + \Delta z_1, \lambda_1 + \Delta \lambda_1)$, que intercepta la curva PV en (z_2, λ_2) .

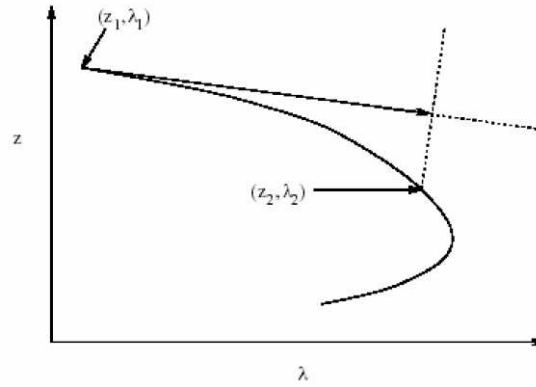


Figura 5.4: Técnica de corrección basada en un vector perpendicular.

$$\rho(z_2, \lambda_2) = \Delta z_1^T (z_2 - z_1 - \Delta z_1) + \Delta \lambda_1 (\lambda_2 - \lambda_1 - \Delta \lambda_1) \quad (5.27)$$

Esta condición no requiere ningún tipo de parametrización para garantizar la no singularidad de la matriz Jacobiana (1991) IBA et al. (1991).

La segunda técnica está basada en una parametrización local en torno al PMC del sistema. En este caso, un parámetro local $\rho(\lambda o z_i \in z)$ es usado como valor constante, es decir:

$$\rho(z_2, \lambda_2) = p - p_1 - \Delta p_1 \quad (5.28)$$

El parámetro p es escogido conforme a la ecuación((5.22)), garantizando una no singularidad de la matriz Jacobiana. Esta técnica es ilustrada a continuación y se explicará más a fondo en el capítulo siguiente.

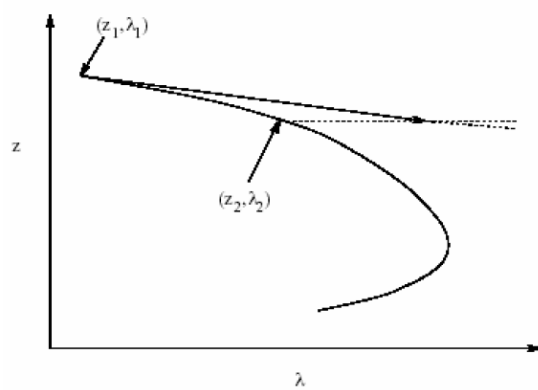


Figura 5.5: Técnica basada en una parametrización local.

MÉTODO DE CONTINUACIÓN APLICADO A UN FLUJO DE POTENCIA

El método utilizado en este trabajo es el de la continuación, para el cual existen variaciones, y la diferencia entre estas es la manera de hacer frente a la nueva variable λ en cuanto a como encontrar la manera de eludir la singularidad de la matriz Jacobiana. Entre los diversos métodos de la continuación de la literatura en el ámbito de los sistemas de potencia, la más ampliamente utilizada consta de cuatro elementos básicos: un paso predictor, un control de paso, un paso corrector y un procedimiento para la parametrización.

Este método supera las dificultades de obtener sucesivas soluciones de flujo de potencia permitiendo así, un trazado completo del perfil de tensión a partir de la variación del parámetro de carga λ . Este proceso era realizado con la variación manual de λ hasta la aparición de divergencias. La proximidad del PMC, que hace inminente la singularidad de la matriz Jacobiana, ya no es una preocupación en el método utilizado aquí, gracias a la parametrización local que es fundamental en este proceso.

La estrategia de este método fue presentado en la sección 5.3.2 y su aplicación a las ecuaciones de flujo de potencia se describen a continuación, en forma detallada, siguiendo los modelos de (1992) [AJJARAPU V. y CHRISTY C. \(1992\)](#).

6.1. REFORMULANDO LAS ECUACIONES DE FLUJO DE POTENCIA

Con el fin de adicionar un nuevo parámetro a las ecuaciones de flujo de potencia que permita anular la singularidad de la matriz jacobiana, la tecnica de continuación con parametrización

local modifica de la siguiente forma las ecuaciones de flujo de potencia.

$$F(\theta, V, \lambda) = 0 \quad (6.1)$$

Que constituye la ecuación de flujo de potencia reformulada, donde θ es el vector de angulos de las tensiones de barra y V es el vector de magnitud de tensiones nodales.

Para relacionar los conceptos con el flujo de potencia normal se realiza a continuación una reformulación detallada:

$$P_{Gk} - P_{Lk} - P_k = 0 \quad (6.2)$$

$$Q_{Gk} - Q_{Lk} - Q_k = 0 \quad (6.3)$$

Donde

P_{Gk}, jQ_{Gk} potencia generada, inyectada a la barra k.

P_{Lk}, jQ_{Lk} potencia de carga extraida de la barra k.

P_k, jQ_k potencia neta inyectada a la barra k.

Se muestra a continuación para comodidad del lector las ecuaciones de potencia inyectada, las cuales tendrán que ser ligeramente modificadas.

$$P_k = \sum_{m=1}^n V_k V_m Y_{km} \cos(\theta_k - \theta_m - \delta_{km}) \quad (6.4)$$

$$Q_k = \sum_{m=1}^n V_k V_m Y_{km} \sin(\theta_k - \theta_m - \delta_{km}) \quad (6.5)$$

Para aplicar una tecnica de continuación parametrizada localmente al problema de flujo de potencia, un parámetro de carga debe ser insertado en las ecuaciones. Haciendo esta modificación se tiene:

$$F(\theta, V, \lambda) = 0 ; \quad 0 \leq \lambda \leq \lambda_{critico}, \quad (6.6)$$

Donde $\lambda=0$ corresponde al caso base y $\lambda_{critico}$ es el valor correspondiente al PMC.

Para simular el incremento de potencias, P_{Gk} , P_{Lk} , Q_{Lk} , éstas se expresan en función del parámetro λ . Esto puede hacerse desarrollando cada término en dos componentes. Uno de ellos corresponde a la potencia inicial para cada barra k y la otra componente representara el incremento al variar el parámetro λ .

Así, las potencias generadas y de carga serán:

$$\begin{aligned} P_{Gk} &= P_{Gk0}(1+\lambda K_{Gk}) \\ Q_{Gk} &= Q_{Gk0} \\ P_{Lk} &= P_{Lk0} + \lambda(K_{Lk} \cos \theta_k) \\ Q_{Lk} &= Q_{Lk0} + \lambda(K_{Lk} \sin \theta_k) \end{aligned}$$

Donde

P_{Gk0}, Q_{Gk0} potencia generada inicialmente en la barra k .

P_{Lk0}, Q_{Lk0} potencia demandada inicialmente en la barra k .

K_{Gk} constante de crecimiento de potencia activa generada en la barra k .

K_{Lk} constante de crecimiento de carga en la barra k .

θ ángulo de factor de potencia del crecimiento de carga en la barra k .

Al introducir estas ecuaciones en (6.2) y (6.3) se obtienen las ecuaciones reformuladas de flujo de potencia, que son:

$$(P_{Lk0} - P_{Gk0}) + (K_{Lk} \cos \theta_k - K_{Gk} P_{Gk0})\lambda + P_k = 0 \quad (6.7)$$

$$(Q_{Lk0} - Q_{Gk0}) + (K_{Lk} \sin \theta_k)\lambda + Q_k = 0 \quad (6.8)$$

En el PMC, la carga (y por consiguiente λ) alcanza un máximo y Luego empieza a decrecer. A causa de esto, la componente del vector tangente Correspondiente a λ (es decir, $d\lambda$) es cero en el punto crítico y negativa debajo del mismo. Por tanto, una vez que la tangente ha sido calculada en el paso predictor, un examen del signo de $d\lambda$ revelará si el punto crítico ya ha sido pasado

o no. Si se desea, el método de continuación puede localizar el punto crítico con una precisión especificada. Para ello, una vez que se constate que el punto crítico ha sido pasado ($d\lambda$ cambió de signo), se adopta para el siguiente predictor un tamaño de paso modificado. El nuevo tamaño de paso σ deberá ser menor en valor absoluto y de signo distinto respecto al último utilizado. Se realiza entonces la predicción-corrección correspondiente. Procediendo de esta forma cada vez que se detecte un cambio del signo de $d\lambda$, las soluciones sucesivas oscilarán alrededor del punto crítico acercándose paulatinamente a él. A medida que esto ocurre, los valores de $d\lambda$ tienden a cero. El criterio de ubicación del PMC en el algoritmo es comparar el valor absoluto de $d\lambda$ con la precisión especificada,

$$|d\lambda| \leq \text{precisión} \quad (6.9)$$

Ya con las ecuaciones reformuladas el flujo de potencia continuado es capaz de anular la singularidad de la matriz jacobiana y ubicar el punto máximo de carga de los sistemas eléctricos de potencia.

6.2. APLICACIÓN DEL MÉTODO DE CONTINUACIÓN

Después de la introducción del parámetro λ en las ecuaciones de flujo de potencia, el algoritmo de continuación tiene como partida la solución del caso base ($\lambda_0 = 0$), calculados de forma convencional mediante un flujo de potencia. El siguiente paso es la predicción de la siguiente solución, o su estimación. La técnica utilizada en este trabajo para realizar la predicción se refiere al método tangente. En este método, se avanza dando pasos en la dirección del vector tangente desde un punto correspondiente a la solución actual.

El cálculo de este vector se muestra en la Ecuación ((6.10)):

$$dF(\delta, V, \lambda) = F_\delta d\delta + F_V dV + F_\lambda d\lambda = 0 \quad (6.10)$$

Que está representada matricialmente por:

$$\begin{bmatrix} F_\delta & F_V & F_\lambda \end{bmatrix} \begin{bmatrix} d\delta \\ dV \\ d\lambda \end{bmatrix} = 0 \quad (6.11)$$

Donde la matriz de la izquierda es la matriz Jacobiana del flujo de potencia convencional aumentada en una columna (F_λ); y el vector de la derecha, es el vector tangente.

Sin embargo, un problema surge cuando se introduce el parámetro λ : el sistema, antes representado por n ecuaciones y n incógnitas es ahora representado por n ecuaciones y $n+1$ incógnitas. En otras palabras, de posible y determinado el sistema se convierte en posible e indeterminado. Para superar este obstáculo se hace necesario una ecuación más. De esta forma, se tendrá un sistema con $n+1$ ecuaciones y $n+1$ incógnitas. Pero hay una segunda alternativa: definir cualquiera de las $n+1$ variables como parámetro. El valor de este parámetro se puede especificar lo que en última instancia, se elimina del sistema. Con esto, nuevamente sería de n ecuaciones y n incógnitas. El proceso, es indicado por la Ecuación((6.12)) que muestra cómo hacer ese procedimiento.

Teniendo en cuenta la solución predicha, se corrige hacia un punto convergido, utilizando el método de Newton para el cual se tiene:

$$g(x) = -J(x)\Delta x \therefore \Delta x = -J^{-1}(x)g(x) \quad (6.12)$$

Donde:

$$x = \begin{bmatrix} \delta \\ V \\ \lambda \end{bmatrix} \begin{array}{l} \rightarrow n_1 + n_2 \\ \rightarrow n_1 \end{array}, \Delta x = \begin{bmatrix} \Delta\delta \\ \Delta V \\ \Delta\lambda \end{bmatrix} \begin{array}{l} \rightarrow n_1 + n_2 \\ \rightarrow n_1 \end{array}, g(x) = \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \\ 0 \end{bmatrix} \begin{array}{l} \rightarrow n_1 + n_2 \\ \rightarrow n_1 \end{array} \quad (6.13)$$

Siendo n_1 y n_2 las barras PQ y PV respectivamente

En relación a la inversa de la matriz Jacobiana, su modificación, cuando se introduce el parámetro λ , equivale al incremento de una línea (ecuación) y una columna (variable). Esta nueva línea debe representar los coeficientes de la nueva ecuación, que tendrá como función fijar el valor de una de las variables. Por lo tanto, todos los elementos serán cero, excepto el k -ésimo, que será igual a 1. Suponiendo que esta variable de valor fijo está en la posición k , entonces se tiene:

$$J^{-1}(x) = \begin{bmatrix} j_{1,1} & \cdots & \cdots & \cdots & j_{1,q} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ 0 & \vdots & 0 & \vdots & j_{q,k} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ j_{p,1} & \cdots & \cdots & \cdots & j_{p,q} \end{bmatrix}_{(p,q)=(n+1,n+1)} \quad (6.14)$$

lo que significa en:

$$\begin{bmatrix} \Delta x_1 \\ \vdots \\ \Delta x_k \\ \vdots \\ \Delta x_q \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} j_{1,1} & \cdots & \cdots & \cdots & j_{1,q} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ 0 & \vdots & 0 & \vdots & j_{q,k} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ j_{p,1} & \cdots & \cdots & \cdots & j_{p,q} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} g(x_1) \\ \vdots \\ g(x_k) \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} \quad (6.15)$$

Resolviendo el anterior sistema, sólo para la k-ésima variable, se tiene:

$$\Delta x_k = - [0.g(x_1) + \cdots + 0.g(x_k) + \cdots + 1,0] \quad (6.16)$$

Esta variable se conoce comúnmente como parámetro de continuación, que es de fundamental importancia en el proceso de corrección de la solución predicha.

Existen varios procedimientos para elegir la variable a ser utilizada como un parámetro de continuación. Matemáticamente, se contempla o será aquella variable que presente la mayor tasa de cambio próxima a una solución dada. Analizando en términos de sistemas de potencia, lambda como un parámetro de continuación es la mejor opción cuando el proceso se inicia a partir de un caso base, sobre todo si el caso base se caracteriza por una carga leve. En tales circunstancias, los ángulos y magnitudes de las tensiones sufren alteraciones mínimas. Por otro lado, cuando la solución se aproxima al PMC, ángulos y magnitudes de las tensiones están experimentando cambios significativos, al contrario del parámetro de carga lambda, lo que sería una mala elección en esta situación.

Por esta razón, la elección del parámetro de continuación debe ser recalculado para cada paso del proceso de acuerdo con la ecuación:

$$x_k : |t_k| = \max \{|t_1|, |t_2|, \dots, |t_m|\}, \quad (6.17)$$

Donde t es el vector tangente con dimensión igual a $m=2n_1+n_2+1$ y k es el máximo componente del vector tangente (1994) SEYDEL (1994). Así, las ecuaciones de la red eléctrica, ángulos de fase y magnitudes de tensión en las barras, así como el propio parámetro de carga, pueden convertirse en parámetros de continuación.

La parametrización local es aquella donde cada una de las variables de estado presentes en el problema pueden ser un parámetro de continuación para diferentes soluciones predictas. La

ecuación que representa la corrección para una solución convergida puede ser indicada por:

$$\begin{bmatrix} F(x) \\ x_k - \eta \end{bmatrix} = 0, \quad (6.18)$$

Donde η es el valor predicho para el k-ésimo elemento de x .

Dado que el problema original del flujo de potencia ha experimentado cambios, la nueva matriz Jacobiana (\mathbf{J}) para el sistema es la siguiente:

$$(\mathbf{J}^{-1})^{-1} = \mathbf{J}$$

$$\begin{bmatrix} j_{1,1} & \cdots & \cdots & \cdots & j_{1,q} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ 0 & \vdots & 0 & \vdots & j_{q,k} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ j_{p,1} & \cdots & \cdots & \cdots & j_{p,q} \end{bmatrix}_{(p,q)} = \begin{bmatrix} j_{1,1} & \cdots & \cdots & \cdots & j_{1,q} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ j_{q-1,1} & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ 0 & \cdots & 1_{q,k} & \cdots & 0 \end{bmatrix}_{(q,p)} \quad (6.19)$$

Obsérvese que la posición del parámetro de continuación es alterada por una transposición.

Esta nueva matriz Jacobiana influye directamente en el cálculo del vector tangente. Como se vio anteriormente, había un obstáculo que debía ser superado, el hecho de que el número de ecuaciones sea inferior al número de incógnitas. Solucionado el problema, se hace ahora el cálculo del vector tangente, como se indica a continuación:

$$\begin{bmatrix} F_\delta & F_V & F_\lambda \\ & e_k & \end{bmatrix} \begin{bmatrix} d\delta \\ dV \\ d\lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ +1 \\ -1 \end{bmatrix}, \quad \text{donde } e_k = \begin{bmatrix} 0 & \cdots & 1^k & \cdots & 0 \end{bmatrix} \quad (6.20)$$

Dos puntos importantes se destacan en la ecuación((6.20)):

- Una correcta elección del índice k(posicion del parámetro de continuación) garantiza la no singularidad de la matriz Jacobiana aumentada en el PMC;
- La justificación de tener el valor de una de las componentes del vector tangente igual a +1 o -1 reside en el hecho de que esto proporcionará un sentido de variación en la dirección de la k-ésima componente del vector tangente. Si la k-ésima variable sufre un incremento, el valor utilizado es +1, en caso contrario será -1.

Habiendo calculado el vector tangente, se da un paso en su dirección:

$$\begin{bmatrix} \delta^* \\ V^* \\ \lambda^* \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \delta \\ V \\ \lambda \end{bmatrix} + \sigma \begin{bmatrix} d\delta \\ dV \\ d\lambda \end{bmatrix} \quad (6.21)$$

El símbolo '*' representa la solución predicha y σ es un escalar que define el tamaño de paso. Debe darse atención especial a σ , ya que una vez que la solución fue predicha podría llevar a una condición de divergencia, en este caso la solución se encuentra fuera del radio de convergencia del método de Newton (aplicado para el paso corrector); o una solución indeseable.

Para finalizar el método de continuación, resta saber como verificar si el PMC se alcanzó o no. Teniendo en cuenta que el PMC representa un punto extremo de carga, donde el máximo se alcanza y enseguida, ocurre un decrecimiento, basta verificar la componente del vector tangente relacionada con el parámetro de carga λ . Cuando la carga sufre crecimiento, el signo de $d\lambda$ es positivo. Después de calcular el PMC, el valor de la carga está decreciendo y el signo de $d\lambda$ es negativo. Este cambio de signo de $d\lambda$ muestra que el punto final ha sido superado. Un simple análisis identifica que $d\lambda$ es exactamente cero en el PMC.

6.3. FLUJOGRAMA DEL MÉTODO DE CONTINUACIÓN

El método de continuación aplicado al problema de flujo de potencia está representado por el diagrama de flujo que se muestra adelante:

Los valores definidos para λ y σ representan, respectivamente, la carga del sistema inicial en evaluación y el tamaño del paso que está en la dirección del vector tangente.

Por ser un valor empírico, la eficiencia del proceso depende de una buena elección de sigma, una vez que su valor es dependiente del sistema. Para obtener un buen desempeño global, el tamaño del paso debería adaptarse a las condiciones reales de convergencia, lo que a su vez estará relacionado con el algoritmo a utilizar. Existen formas de obtener un control del tamaño de paso, entre ellas, un método simple basado en el número de iteraciones del paso corrector. En cuanto este número es pequeño, se tienen condiciones de carga leve o normal y el tamaño para el próximo paso podrá ser mayor.

Si por el contrario hay un gran número de iteraciones, el sistema tiene cambios bruscos en la curva de carga y el tamaño de paso deberá ser menor. Tal método encuentra una dificultad cuando ocurre una ejecución de diversos límites, por lo tanto, hay un aumento en el número de iteraciones.

Otro método de control de paso utilizado, se basa en la norma del vector tangente. El tamaño

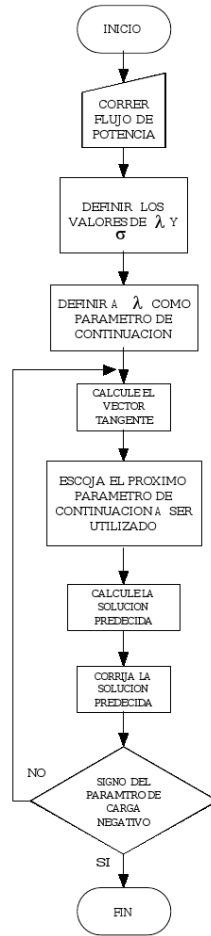


Figura 6.1: Flujograma del método de continuación

de paso se define como:

$$\sigma = \frac{\sigma_0}{\|t\|}, \quad (6.22)$$

donde $\|t\|$, es la norma euclidiana del vector tangente, y σ_0 es un escalar definido. Con el aumento de la carga del sistema, la magnitud del vector tangente aumenta y disminuye σ . Sin embargo, la eficiencia del proceso sigue dependiendo de una buena elección para σ_0 . Es de vital importancia para la independencia del proceso, encontrar un valor óptimo para σ_0 .

6.4. EJEMPLO NUMÉRICO

El método de continuación será aplicado, con detalles, a una simple ecuación cuadrática. Considérese la siguiente ecuación:

$$f(x) = x^2 - 3x \quad (6.23)$$

La parábola mostrada a continuación representa la gráfica de la función $f(x)$, con un punto extremo situado en $x = 1,5$.

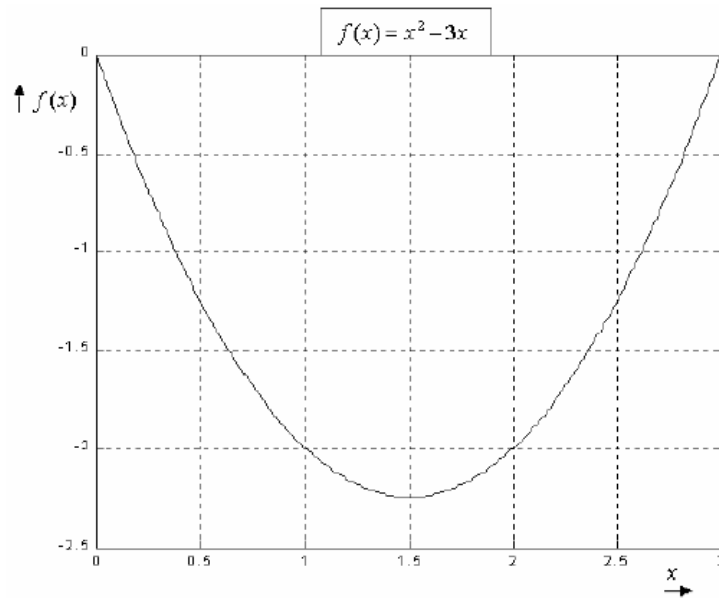


Figura 6.2: Gráfica que representa a $f(x)$.

Con la introducción de un parámetro, la ecuación en cuestión es la siguiente:

$$x^2 - 3x - f(x) = 0 \quad \therefore f(x, \lambda) = x^2 - 3x + \lambda = 0 \quad (6.24)$$

Donde los valores asumidos por λ ($\lambda = -f(x)$) son los valores negativos de la función dada por $f(x)$. Luego, haciendo variar el parámetro λ , los valores para la variable x cambian automáticamente.

El primer paso en la aplicación del método de continuación es el cálculo del vector tangente a una solución que corresponda un punto de partida. Para ello, λ es igualado a cero ($f(x) = 0$), de modo que x tenga un valor igual a 3.

Cálculo del vector tangente

$$\begin{aligned} df(x, \lambda) &= f_x dx + f_\lambda d\lambda = 0 \\ df(x, \lambda) &= (2x - 3)dx + d\lambda \end{aligned} \quad (6.25)$$

Escogiendo a λ como parámetro de continuación ($K=2$), la matriz *jacobiana* puede ser reescrita de acuerdo con la ecuación((6.26)) (recordar que la solución inicial es $(x_0, \lambda_0) = (3, 0)$).

$$\begin{bmatrix} (2x_0 - 3) & 1 \\ 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} dx \\ d\lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ +1 \end{bmatrix} \quad (6.26)$$

Inicialmente se escoge aleatoriamente el parámetro de continuación, así también varía en su dirección. Por lo tanto, el valor $+1$ (variación positiva) se ha asignado a la $d\lambda$. Resolviendo el sistema matricial se tiene:

$$\begin{bmatrix} 3 & 1 \\ 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} dx \\ d\lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ +1 \end{bmatrix} \Rightarrow \begin{bmatrix} dx \\ d\lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -1/3 \\ 1 \end{bmatrix} \quad (6.27)$$

De inmediato, se puede determinar cuál será el siguiente parámetro de continuación, que seguirá siendo λ , ya que la componente del vector tangente de mayor variación es $d\lambda = 1$, $k = 2$.

Cálculo de la solución predicta

$$\begin{bmatrix} x_1^* \\ \lambda_1^* \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} x_0 \\ \lambda_0 \end{bmatrix} + \sigma \begin{bmatrix} dx \\ d\lambda \end{bmatrix} \quad (6.28)$$

Donde el tamaño de paso será definido como $\sigma=0,5$. Luego, como resultado del paso en la dirección del vector tangente se tiene: $(x_1^*, \lambda_1^*)=(2,8333;0,5)$.

Corrección de la solución predicta (mediante método de Newton)

$$g(x) = -J(x)\Delta x \quad \therefore \quad \Delta x = -J^{-1}(x)g(x) \quad (6.29)$$

Donde

$$x = \begin{bmatrix} x \\ \lambda \end{bmatrix}, \quad g(x) = \begin{bmatrix} f(x, \lambda) \\ 0 \end{bmatrix}, \quad y \quad \Delta x = \begin{bmatrix} \Delta x \\ \Delta \lambda \end{bmatrix} \quad (6.30)$$

Entonces

$$\begin{aligned} \begin{bmatrix} f(x_1^*, \lambda_1^*) \\ 0 \end{bmatrix} &= - \begin{bmatrix} (2x_1^* - 3) & 1 \\ 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x \\ \Delta \lambda \end{bmatrix} \\ \begin{bmatrix} 0,0277768 \\ 0 \end{bmatrix} &= - \begin{bmatrix} 2,6666 & 1 \\ 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x \\ \Delta \lambda \end{bmatrix} \cdot \cdot \cdot \begin{bmatrix} \Delta x \\ \Delta \lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -0,0104165 \\ 0 \end{bmatrix} \end{aligned} \quad (6.31)$$

Este proceso se repite hasta que la solución buscada esté dentro del rango de convergencia, es decir, $\max\{|\Delta x|, |\Delta \lambda|\} \leq \epsilon$; ($\epsilon=0,0001$ por ejemplo). Como esto no ocurre, el proceso continúa.

$$\begin{aligned} x_{1nuevo}^* &= x_1^* + \Delta x = 2,8229164 \\ \lambda_{1nuevo}^* &= \lambda_1^* + \Delta \lambda = 0,5 \end{aligned} \quad (6.32)$$

En el momento en que la solución está dentro del rango de convergencia, el proceso de corrección se interrumpe.

$$\begin{aligned} \begin{bmatrix} f(x_{1nuevo}^*, \lambda_{1nuevo}^*) \\ 0 \end{bmatrix} &= - \begin{bmatrix} (2x_{1nuevo}^* - 3) & 1 \\ 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x \\ \Delta \lambda \end{bmatrix} \\ \begin{bmatrix} 0,0001078 \\ 0 \end{bmatrix} &= - \begin{bmatrix} 2,64583 & 1 \\ 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x \\ \Delta \lambda \end{bmatrix} \cdot \cdot \cdot \begin{bmatrix} \Delta x \\ \Delta \lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -0,00004074 \\ 0 \end{bmatrix} \end{aligned} \quad (6.33)$$

Después del primer paso del método de continuación, se obtiene como solución:

$(x_1, \lambda_1) = (2,8228757; 0,5)$. Desde este punto un nuevo vector tangente se calculará y el proceso seguirá hasta el final, donde un punto extremo identificado tendrá como coordenadas: $x=1,5$ y $\lambda=2,25$, exactamente las mismas coordenadas observadas en la Figura(6.2).

La Figura(6.3) ilustra el proceso de continuación y revela la importancia de la técnica de parametrización local.

Es interesante observar que el paso en la dirección del vector tangente, calculado a partir de las coordenadas (2;2), proporciona una solución cuyas coordenadas son (1,5;2,5). Siendo λ el parámetro de continuación, el proceso diverge en cualquier dirección en que la solución continúe. Esto se debe a la singularidad de la matriz jacobiana aumentada en el punto extremo ($\det(J_{aum}) = 0$).

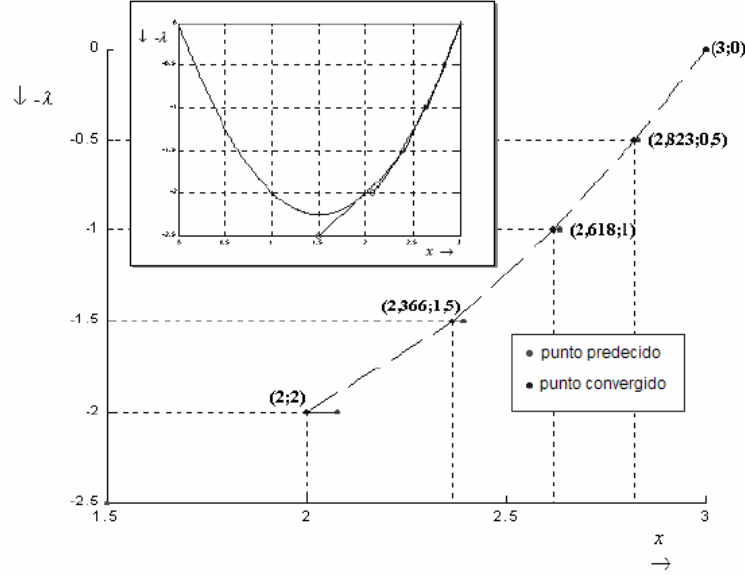


Figura 6.3: Método de continuación parametrizado por λ

Con el empleo de parametrización local, la divergencia será evitada. Comparando, por ejemplo, las matrices Jacobianas aumentadas para dos posibles parámetros de continuación:

$$\begin{aligned}
 \lambda \text{ como parmetro: } J_{aum} &= \begin{bmatrix} (2x-3) & 1 \\ 0 & 1 \end{bmatrix}_{x=1,5} \Rightarrow \det(J_{aum}) = 0 \\
 x \text{ como parmetro: } J_{aum} &= \begin{bmatrix} (2x-3) & 1 \\ 0 & 1 \end{bmatrix}_{x=1,5} \Rightarrow \det(J_{aum}) \neq 0
 \end{aligned} \tag{6.34}$$

Se observa que, adoptando a λ como parámetro, la matriz Jacobiana aumentada se vuelve singular al acercarse al punto extremo de la curva y hace que sea imposible encontrar este punto en los cálculos utilizados por el método de continuación. Así que, con la elección de x como parámetro de continuación en la extremidad de la curva, se obtiene:

Los puntos con coordenadas $(1,5;2,25)$ y $(1;2)$ fueron corregidos considerando a x como parámetro de continuación. Nótese que entre un punto predicho y un punto convergido, el valor de la variable x sigue siendo el mismo. Esta es una consecuencia directa de emplear la técnica de la parametrización, en particular, la parametrización local.

A medida que la curva es trazada, las soluciones serán siempre únicas en cuanto a una matriz Jacobiana no singular.

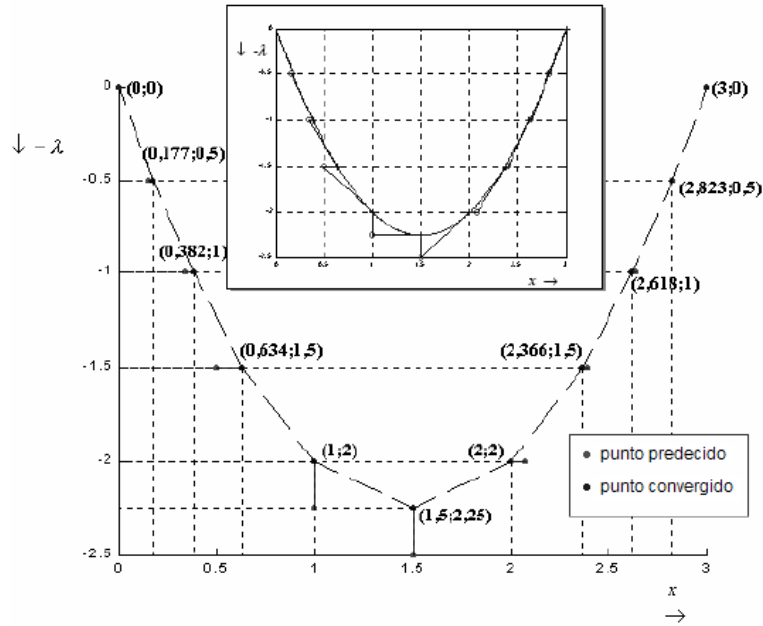


Figura 6.4: Método de continuación parametrizado localmente.

La figura(6.5) muestra que, a pesar de diferentes tamaños de paso, las soluciones finales siempre permanecerán sobre la trayectoria de solución.

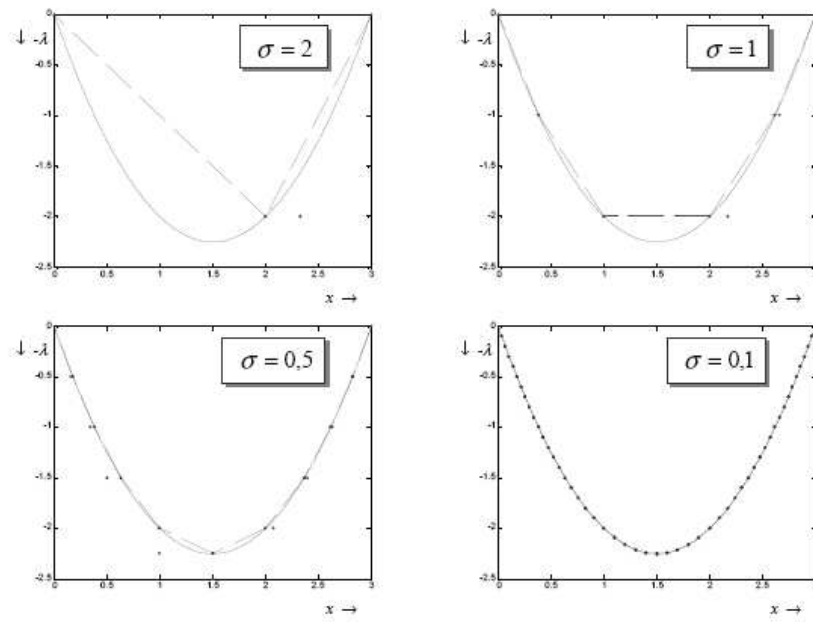


Figura 6.5: Trayectoria de solución para diferentes pasos.

PRUEBAS Y RESULTADOS

En este capítulo serán presentados los resultados de los sistemas de prueba, gracias a la asociación de las ecuaciones del flujo de potencia con el método de continuación, estos resultados fueron obtenidos por medio de algoritmos desarrollados en el software MATLAB.

El objetivo primordial de este capítulo es por tanto, consolidar el conocimiento de la teoría de la continuación aplicada al problema de flujo de potencia la cual nos permite acercarnos al punto máximo de carga PMC evitando la singularidad de la matriz jacobiana y por tanto dar solución al problema planteado de variación en la generación y en la demanda.

Cabe resaltar que para este método se tuvieron algunas dificultades en cuanto a la divergencia del método de continuación ya que se debe procurar estar en el área de convergencia de la nueva variable adoptada, para este caso el parámetro de carga. Para esto la elección del tamaño de paso inicial (σ_0) es crucial ya que afecta directamente en el cálculo del vector tangente y por ende determina si se encuentra o no en la zona de convergencia del parámetro de carga. Además a medida que se avanza cerca de la bifurcación de la gráfica este tamaño de paso debe ir modificándose en su magnitud ya que esto permitirá encontrar el siguiente punto de la gráfica sin que la respuesta diverja. Para nuestro caso se escogió el valor de 0.1 para el tamaño de paso inicial (σ_0) y para la disminución del tamaño de paso cuando el algoritmo está encontrando el punto a corregir fue escogido un factor que divida el tamaño de paso, el mejor comportamiento se da utilizando a N (norma del vector tangente) (σ/N), pero también se obtienen buenos resultados con $(\sigma/2)$ aunque el tiempo de cómputo puede ser mayor, Utilizando a N como divisor la obtención del resultado que muestra cuál es el valor de el punto máximo de carga tiene un tiempo de 76.68 segundos aproximadamente para los dos sistemas de prueba IEEE de 14 y 24 nodos respectivamente.

No será considerada la influencia de los límites en los cambiadores de taps de los transfor-

madores, ya que dichos límites no se incluyeron en los estudios, tampoco se consideraron límites de generación tanto para la potencia reactiva como para la potencia activa.

En el análisis de colapso de tensión, el método de continuación debería ser considerado un modelo que mide los límites de corriente de campo y de armadura de la maquina síncrona. Las reactancias internas de los generadores son despreciables y la tensión terminal se supone que es constante por simplicidad. El modelo utilizado para la carga es de potencia constante, igual que el incremento de la carga activa y reactiva por medio del parámetro λ , será llevada a cabo de forma uniforme y conjunta, ósea manteniendo el factor de potencia constante para el sistema en cada caso.

El elemento F_λ , de la ecuación ((6.10)), no fue mantenido constante, su valor fue re calculado a cada nueva solución. Esto ocasiona una alteración en la dirección, hasta entonces ocasionada por el vector tangente. Esta nueva dirección es ahora provocada por un vector denominado vector dirección. Como consecuencia de esto la estimación de los puntos en casi toda su totalidad se encontraron por el interior de la curva PV cuando esta siendo trazada.

Desde el inicio del trazado de la curva hasta las proximidades del PMC la variable utilizada como parámetro de continuación fue el parámetro de carga λ , Ya en la región próxima al punto de colapso el parámetro de continuación debió ser cambiado ya que si se mantiene el parámetro de carga como parámetro de continuación se cae en la singularidad de la matriz jacobiana lo cual no permite la solución del problema. Por lo tanto la variable fue cambiada a uno de los parámetros de la red que mas variación tiene mientras se aumenta la carga.

El método de control de paso, permite reducir el tamaño de paso en la extremidad de la curva con el fin de encontrar el PMC con una exactitud definida por el elemento que le corresponde al parámetro de carga en el vector tangente conocido como $(d\lambda)$, el cual tiene un comportamiento tendiente a decrecer en la proximidad del PMC, lo cual nos permite por medio de una tolerancia especificada determinar con esta misma el punto más próximo al PMC.

$$|d\lambda| \leq \text{precisión}$$

Este comportamiento de $d\lambda$ en la proximidad del punto extremo de la curva se debe a que la derivada respecto a λ en el PMC es cero, ya que allí se encuentra un máximo de las ecuaciones de potencia modificadas con el parámetro de carga. Por eso se hace la comparación con la precisión especificada.

7.1. RESULTADOS SISTEMA IEEE 14 NODOS CON VARIACIÓN EN GENERACIÓN.

Para el sistema IEEE de 14 nodos como se ve en la Figura (7.1) el punto máximo de carga PMC ocurre para un $\lambda=3,1783$ en la primera prueba la cual llamaremos caso base, esta prueba consiste en que la demanda se mantiene constante y los aportes en generación se hacen por parte del nodo slack en un 50 %, y en un 50 % por el resto de generación del sistema, sin involucrar aportes en la generación reactiva de los condensadores síncronos.

Se debe tener en cuenta que $\lambda=0$ corresponde a la solución del flujo de potencia convencional.

El comportamiento de todo sistema para el caso base se puede observar en la figura (7.1).

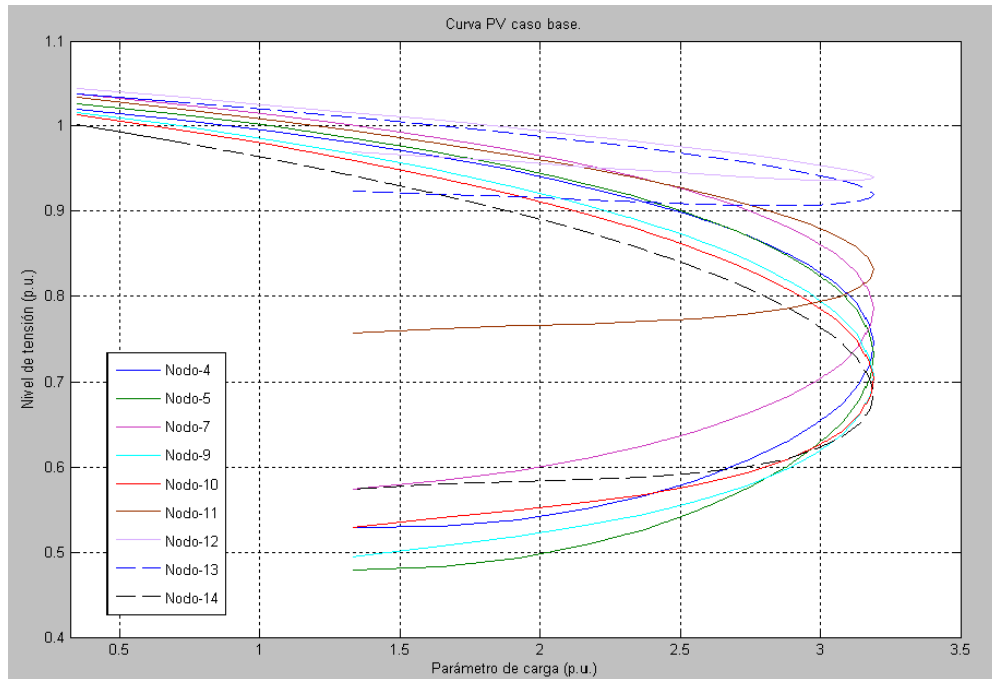


Figura 7.1: Grafica caso base en generación y demanda.

Se puede concluir que los nodos más comprometidos en cuanto a estabilidad de tensión son los nodos 10 y 14, ya que estos tienen el perfil de tensión más bajo entre todas las curvas de perfil de tensión y su tensión es la más baja en el punto máximo de carga PMC, con unos valores de 0.6831 p.u. y 0.6688 p.u. respectivamente para estos nodos. En la figura (7.2) se puede detallar con mayor claridad su comportamiento. La barra con mayor tendencia al colapso es la barra numero 14 la cual posee el menor perfil de tensión de todo el sistema. En el siguiente caso para el sistema IEEE 14 nodos se tendrá en cuenta un cambio en generación, en relación al porcentaje de participación del nodo slack con un 20 % y un 80 % para el resto de generación, el PMC ocurre para un $\lambda=3,1789$ que corresponde al punto máximo de carga para esta configuración

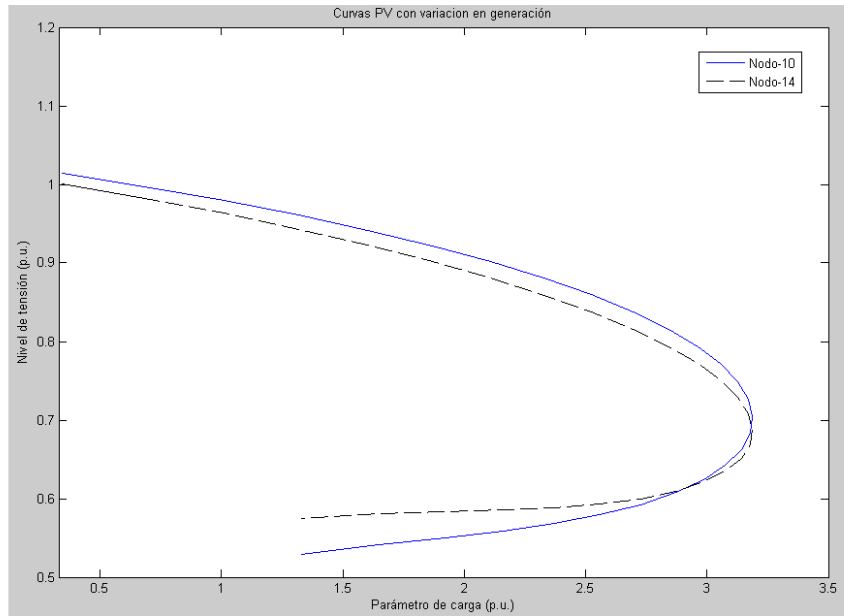


Figura 7.2: Grafica caso base en generación y demanda nodos 10 y 14.

en generación. Los nodos de mayor riesgo de colapso se mantienen, con un nivel de tensión de 0.6825 p.u. para el nodo 10 y un nivel de tensión de 0.6682 p.u. para el nodo 14 en el PMC. En la figura (7.3) se muestra la grafica PV para este caso.

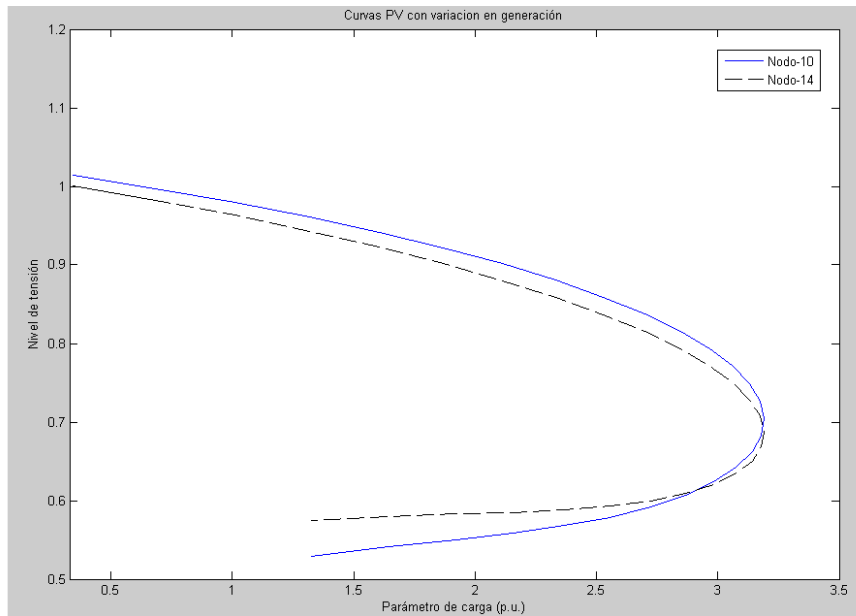


Figura 7.3: Grafica 1 variación en generación nodos 10 y 14.

El siguiente caso corresponde a una relación de participación 40 %-60 % para el nodo slack y el resto de generación, para este caso el PMC ocurre para un $\lambda=3,1785$ y los niveles de tensión

para el nodo 10 es 0.6829 p.u. y para el nodo 14 es 0.6686 p.u. esto se puede observar en la grafica (7.4). Por último observamos la relación de generación 60 %-40 % para el nodo slack y

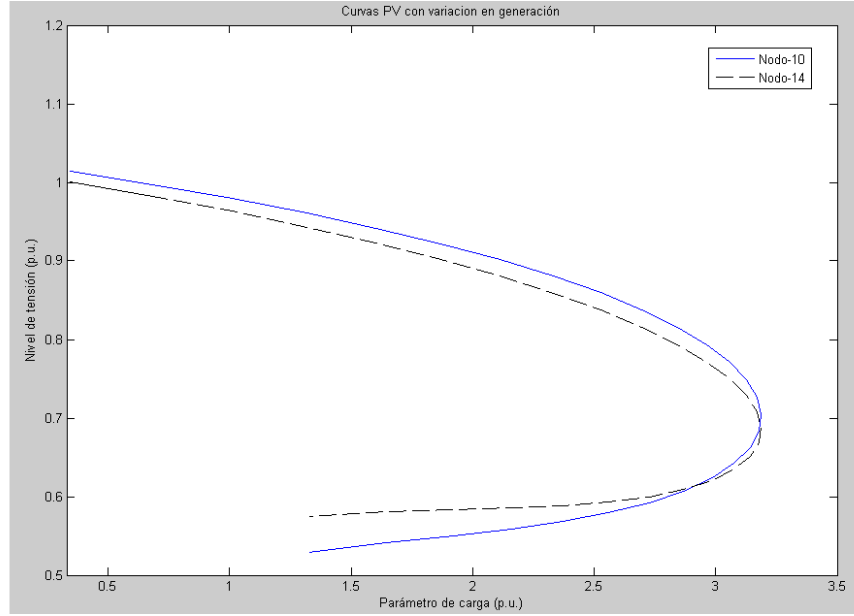


Figura 7.4: Grafica 2 variación en generación nodos 10 y 14.

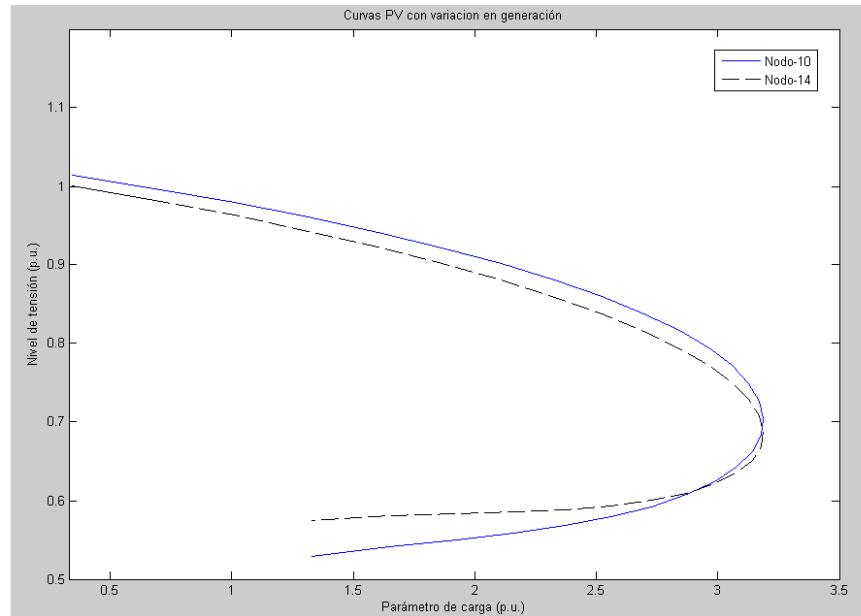


Figura 7.5: Grafica 3 variación en generación nodos 10 y 14.

el resto de generación, para este caso el PMC ocurre para un $\lambda=3,1781$ y los niveles de tensión para el nodo 10 es 0.6833 p.u. y para el nodo 14 es 0.6690 p.u. esto se puede observar en la figura (7.5). Y la relación de generación correspondiente a 80 % en el nodo slack y 20 % el resto

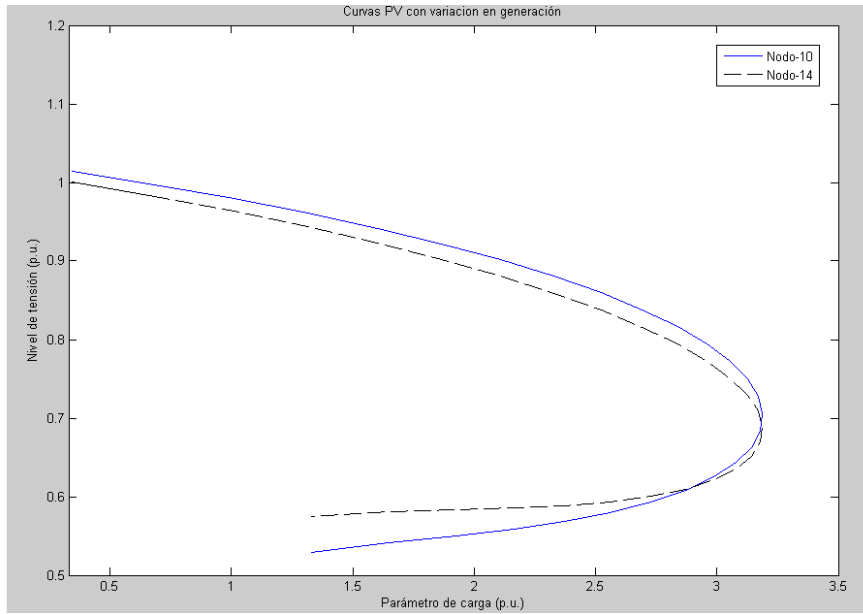


Figura 7.6: Grafica 4 variación en generación nodos 10 y 14.

de generación con el cual los niveles de tensión para las barras 10 y 14 son 0.6837 p.u. y 0.6693 p.u. respectivamente y un $\lambda=3,1778$ en el PMC como se observa en la figura (7.6).

7.2. RESULTADOS SISTEMA IEEE 24 NODOS CON VARIACIÓN EN GENERACIÓN.

Para el segundo sistema de prueba el sistema IEEE de 24 nodos, el PMC ocurre para un $\lambda=1,855$ para el caso base en el cual la demanda se mantiene constante y los aportes en generación se hacen por parte del nodo slack en un 50 % y en un 50 % por el resto de generadores, sin involucrar la generación de los condensadores síncronos, teniendo en cuenta que $\lambda=0$ corresponde a la solución del flujo de potencia convencional. El comportamiento del sistema para el caso base se puede observar en la figura (7.7).

Se puede observar que los nodos más comprometidos en cuanto a estabilidad de tensión son los nodos 9, 12 y 13 ya que tienen el perfil de tensión más bajo entre todas las curvas de perfil de tensión y además sus tensiones son las más bajas en el PMC con 0.7493 p.u, 0.6864 p.u. y 0.7096 p.u. respectivamente. En la figura (7.8) se puede detallar con mayor claridad su comportamiento. La barra con mayor tendencia al colapso es la barra numero 12 la cual posee el menor perfil de tensión de todo el sistema.

En el siguiente caso para el sistema IEEE 24 nodos se tendrá en cuenta un cambio en generación, en relación al porcentaje de participación del nodo slack con un 20 % y un 80 % para el resto de generación. El PMC ocurre para un $\lambda=1.901$. Los nodos de mayor riesgo de colapso

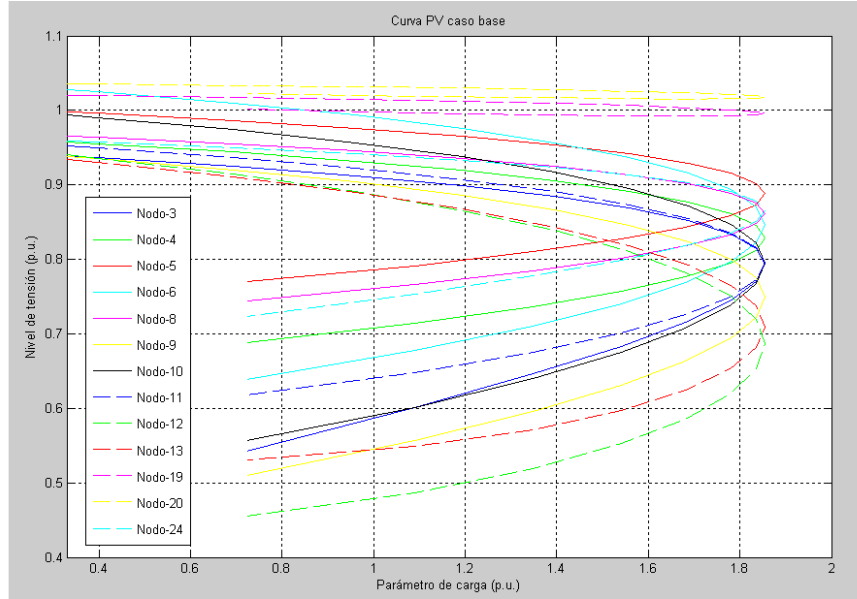


Figura 7.7: Grafica caso base en generación y demanda.

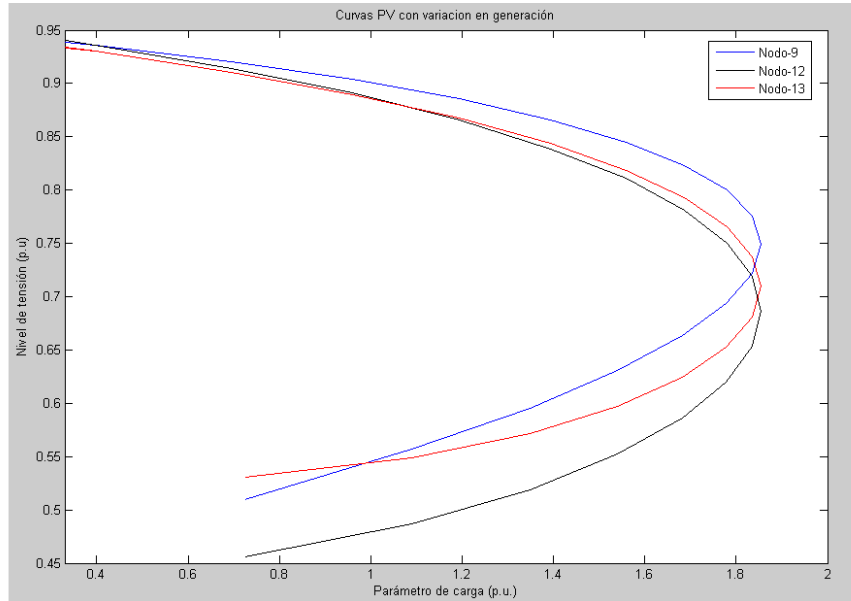


Figura 7.8: Grafica 1 caso base en generación y demanda nodos 9, 12 y 13.

se mantienen con un nivel de tensión de 0.7481 p.u. para el nodo 9, un nivel de tensión de 0.6855 p.u. para el nodo 12 y un nivel de tensión de 0.7089 p.u. para el nodo 13 en el PMC. En la figura (7.9) se muestra la grafica PV para este caso. El siguiente caso corresponde a una relación de participación 40%-60 % para el nodo slack y el resto de generación, para este caso el PMC ocurre para un $\lambda=1.87$ y el nivel de tensión para el nodo 9 es 0.7489 p.u, para el nodo 12 es 0.6861 p.u. y para el nodo 13 es 0.7094 p.u. Esto se puede observar en la figura (7.10).

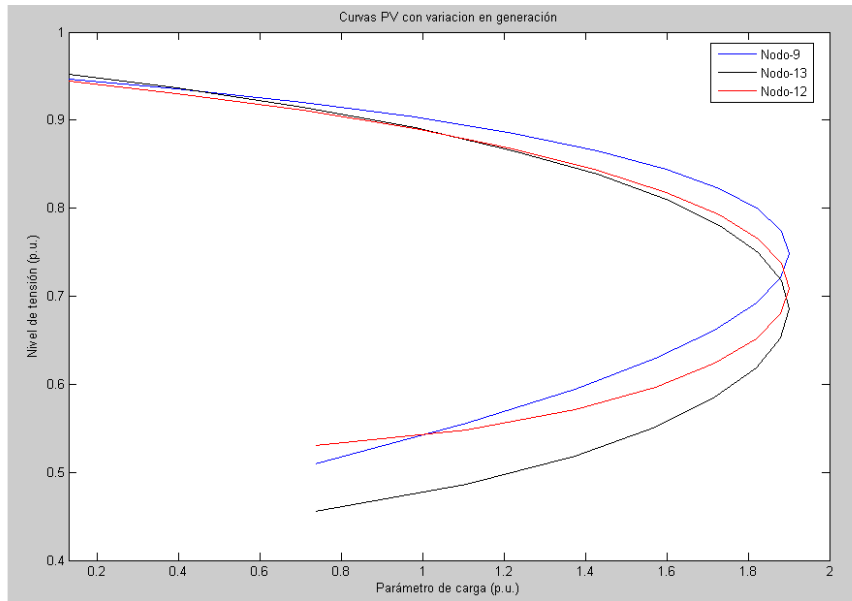


Figura 7.9: Grafica 2 variación en generación nodos 9, 12 y 13.

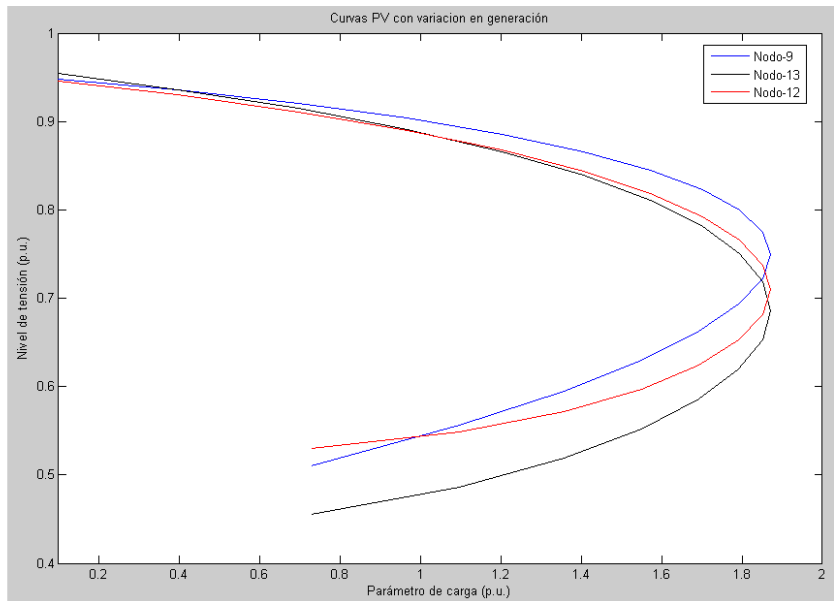


Figura 7.10: Grafica 3 variación en generación nodos 10 y 14.

Por último observamos la relación de generación 60%-40% para el nodo slack y el resto de generación, para este caso el PMC ocurre para un $\lambda=1,84$ y los niveles de tensión para el nodo 9 es 0.7497 p.u, para el nodo 12 es 0.6866 p.u. y para el nodo 13 es 0.7098 p.u. Esto se puede observar en la Figura (7.11). Y la relación de generación correspondiente a 80% en el nodo slack y 20% el resto de generación con el cual los niveles de tensión para las barras 9, 12 y 14 son 0.7505 p.u, 0.6871 p.u. y 0.7102 p.u. respectivamente y un $\lambda=1,81$ en el PMC como se observa

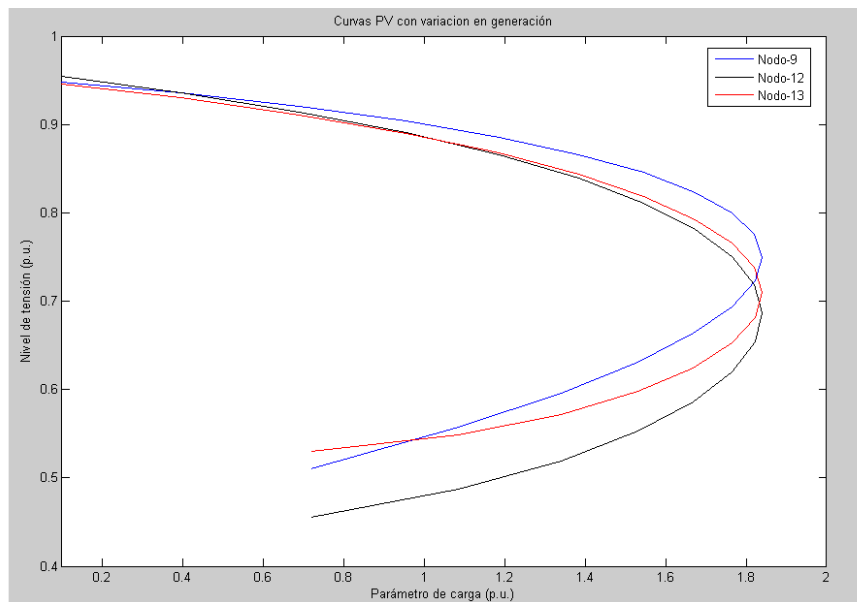


Figura 7.11: Grafica variación en generación nodos 10 y 14.

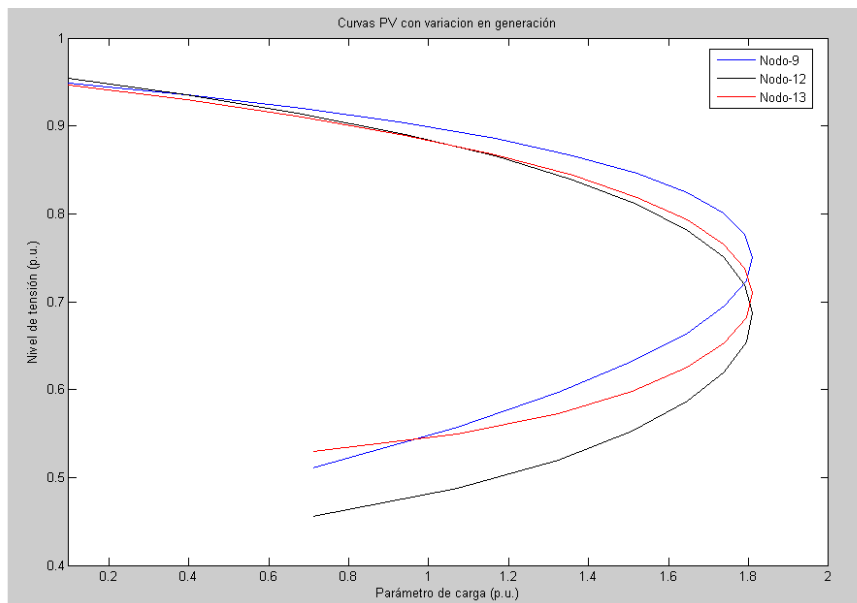


Figura 7.12: Grafica variación en generación nodos 10 y 14.

en la figura (7.12).

Como resultado de estas pruebas se puede determinar que el mayor PMC esta dado para un bajo porcentaje de contribución de el nodo slack en cuanto a generación.

A continuación se muestra las pruebas realizadas en cuanto a variación en demanda para los

dos sistemas de prueba y dos tipos de escenarios de generación, el primero con porcentaje de generación 50 % nodo slack 50 % el resto de generación y también para el porcentaje que obtuvo el mayor PMC que corresponde al 20 % de contribución del nodo slack y 80 % de contribución para el resto de generación del sistema.

7.3. RESULTADOS SISTEMA IEEE 14 NODOS CON VARIACIÓN EN DEMANDA

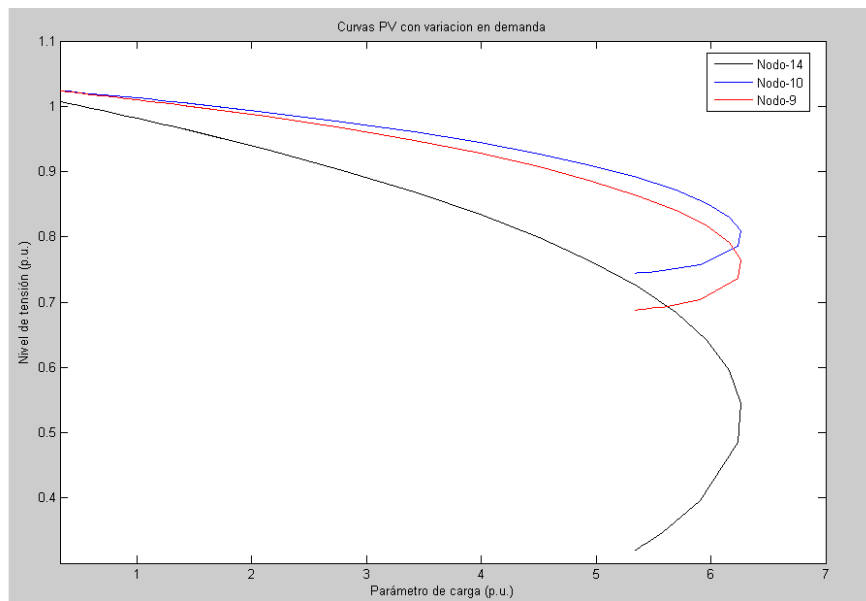


Figura 7.13: Grafica 1 variación en demanda nodos 9, 10 y 14.

Para hacer este tipo de pruebas se toma en cuenta las barras con mayor carga del sistema, en las cuales se hace un incremento en el crecimiento de la carga utilizando la constante K_L (constante de crecimiento en la carga).

Se tienen dos tipos de escenarios para estas pruebas:

Escenario 1: con porcentaje de generación 50 % nodo slack 50 % el resto de generación.

Escenario 2: con porcentaje de generación 20 % nodo slack 80 % el resto de generación.

La primera prueba se realiza con $K_L=1$. La figura (7.13) muestra los resultados para el escenario 1 con un $\lambda=6,259$ y con niveles de tensión de 0,7646 p.u. en el nodo 9, 0,8086 p.u. en el nodo 10 y 0,5451 en el nodo 14. Cabe anotar que para estas pruebas en variación de carga puede ocurrir cambios en las barras más propensas al colapso ya que como se puede ver aquí se aumento la barra 9 ya que esta tienen menor nivel de tensión que el nodo 10 en el PMC. Para el segundo escenario con $K_L=1$ para los nodos mas cargados se tiene un $\lambda=6,268$ más alto que el anterior

como era de esperarse con los resultados de las pruebas de variación en generación, y con niveles de tensión de 0,7596 p.u para el nodo 9, 0,8044 p.u. para el nodo 10 y 0,5348 para el nodo 14, ver figura (7.14).

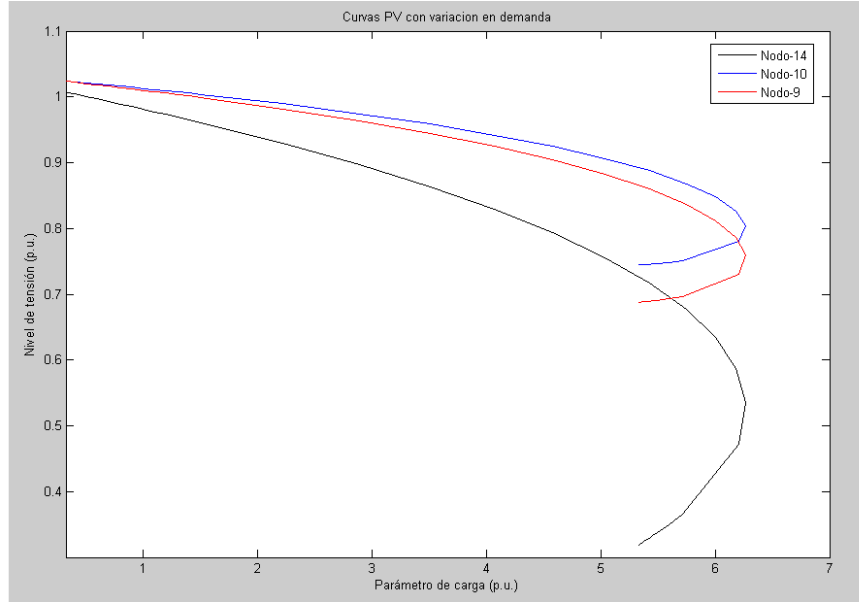


Figura 7.14: Grafica 2 variación en demanda nodos 9, 10 y 14.

La segunda prueba se realiza aumentando la demanda con un $K_L=1,5$, los resultados para el primer escenario son un $\lambda=4,178$ con niveles de tensión de 0,7511 p.u. en el nodo 9, 0,7973 p.u. en el nodo 10 y 0,5174 en el nodo 14, ver figura (7.15). Para el segundo escenario con $K_L=1,5$ para los nodos mas cargados se tiene un $\lambda=4.179$ y con niveles de tensión de 0,7966 p.u para el nodo 9, 0,7502 p.u. para el nodo 10 y 0,5155 para el nodo 14, ver figura (7.16).

Por último la prueba se realiza con aumento en demanda de $K_L=1.7$, los resultados para el primer escenario son un $\lambda=3,683$ con niveles de tensión de 0,7463 p.u. en el nodo 9, 0,7933 p.u. en el nodo 10 y 0,5072 en el nodo 14 ver figura (7.17). Para el segundo escenario con $K_L=1,7$ para los nodos mas cargados se tiene un $\lambda=3.684$ y con niveles de tensión de 0,7455 p.u para el nodo 9, 0,7927 p.u. para el nodo 10 y 0,5054 para el nodo 14, ver figura (7.18).

7.4. RESULTADOS SISTEMA IEEE 24 NODOS CON VARIACIÓN EN DEMANDA

Para hacer este tipo de pruebas se tomo en cuenta las barras con mayor carga del sistema, en las cuales se hace un incremento en el crecimiento de la carga utilizando la constante K_L (constante de crecimiento en la carga).

Se tienen dos tipos de escenarios para estas pruebas:

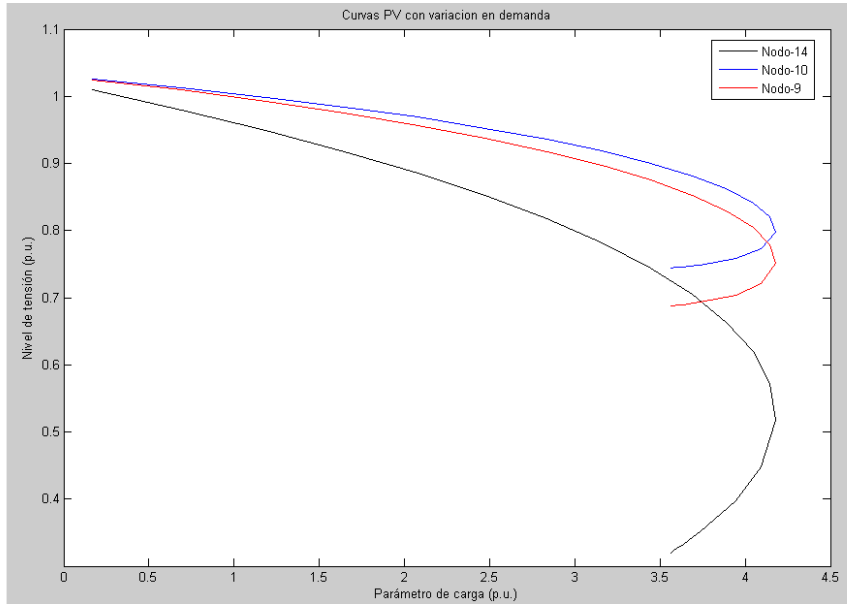


Figura 7.15: Gráfica 3 variación en demanda nodos 9, 10 y 14.

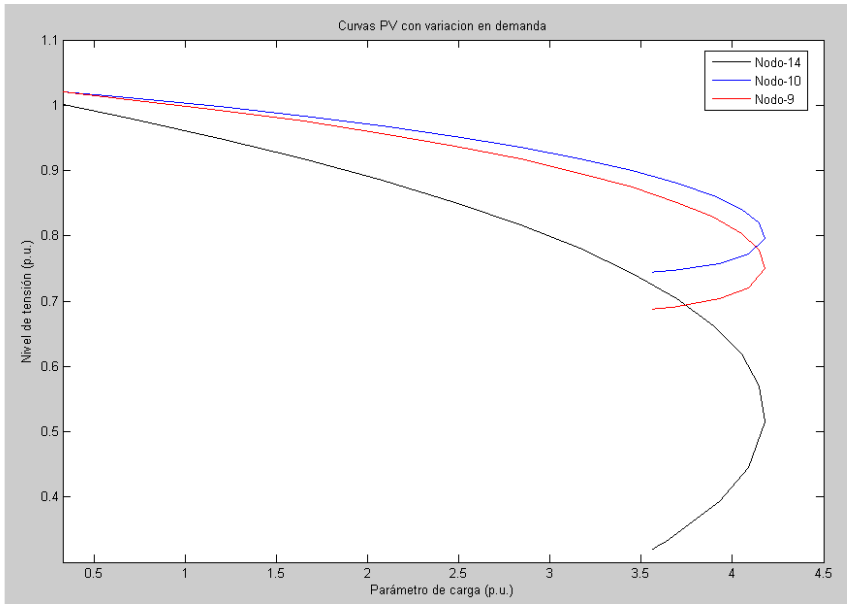


Figura 7.16: Gráfica 4 variación en demanda nodos 9, 10 y 14.

Escenario 1: con porcentaje de generación 50 % nodo slack 50 % el resto de generación.

Escenario 2: con porcentaje de generación 20 % nodo slack 80 % el resto de generación.

La primera prueba se realiza con $K_L=1$. La grafica (7.19) muestra los resultados para el escenario 1 con un $\lambda=2,624$ y con niveles de tensión de 0,7504 p.u. en el nodo 9, 0,6965 p.u. en el

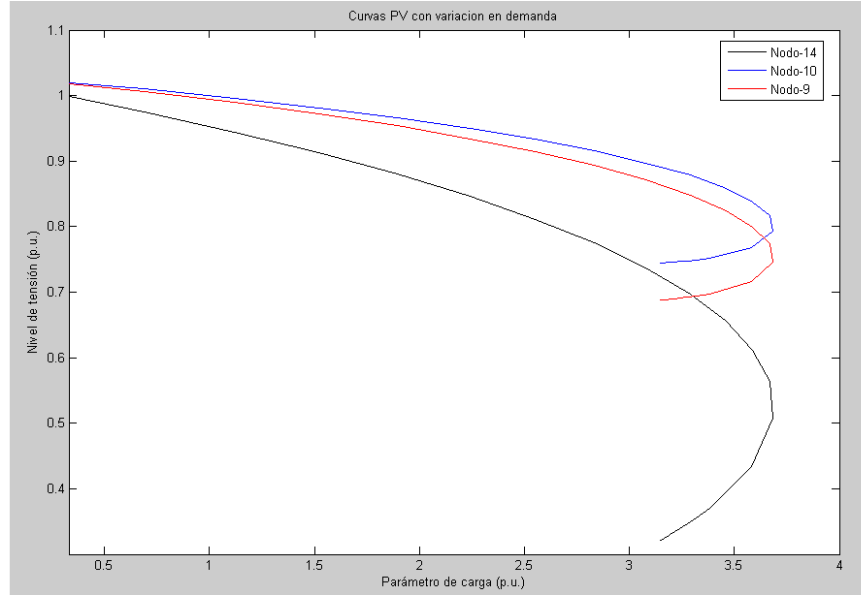


Figura 7.17: Grafica 5 variación en demanda nodos 9, 10 y 14.

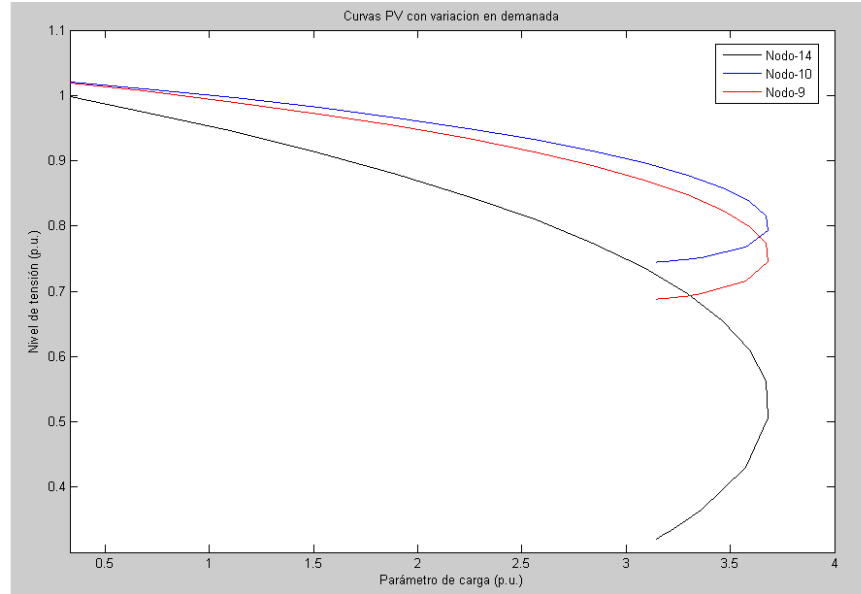


Figura 7.18: Grafica 6 variación en demanda nodos 9, 10 y 14.

nodo 12 y 0,7217 en el nodo 13, que son los nodos con menor perfil de tensión. Para el segundo escenario con $K_L=1$ para los nodos mas cargados se tiene un $\lambda=2,719$ más alto que el anterior como era de esperarse con los resultados de las pruebas de variación en generación, y con niveles de tensión de 0,7537 p.u para el nodo 9, 0,7034 p.u. para el nodo 12 y 0,7261 para el nodo 13, ver figura (7.20).

La segunda prueba se realiza aumentando la demanda con un $K_L=1,5$, los resultados para el

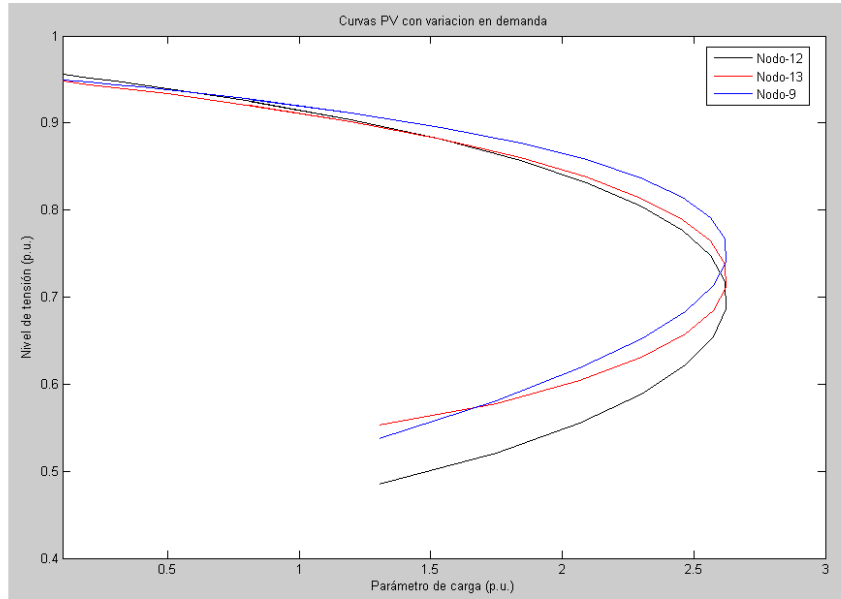


Figura 7.19: Grafica 1 variación en demanda nodos 9, 12 y 13.

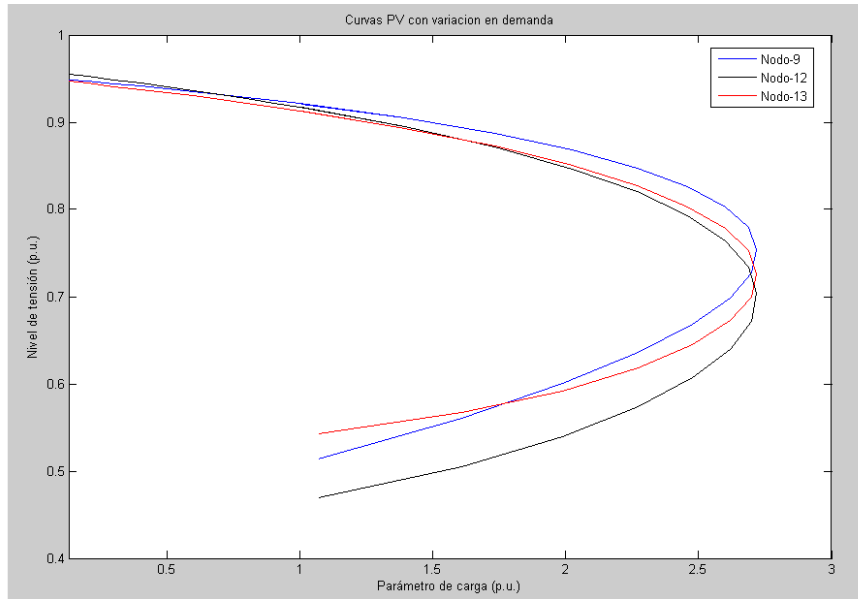


Figura 7.20: Grafica 2 variación en demanda nodos 9, 12 y 13.

primer escenario son un $\lambda=1,719$ con niveles de tensión de 0,7548 p.u. en el nodo 9, 0,7028 p.u. en el nodo 12 y 0,7256 en el nodo 13 ver figura (7.21). Para el segundo escenario con $K_L=1,5$ para los nodos mas cargados se tiene un $\lambda=1.758$ y con niveles de tensión de 0,754 p.u. para el nodo 9, 0,7026 p.u. para el nodo 12 y 0,7254 para el nodo 13, ver figura (7.22).

Por último la prueba se realiza con aumento en demanda de $K_L=1.7$, los resultados para el primer escenario son un $\lambda=1,511$ con niveles de tensión de 0,7503 p.u. en el nodo 9, 0,6973 p.u.

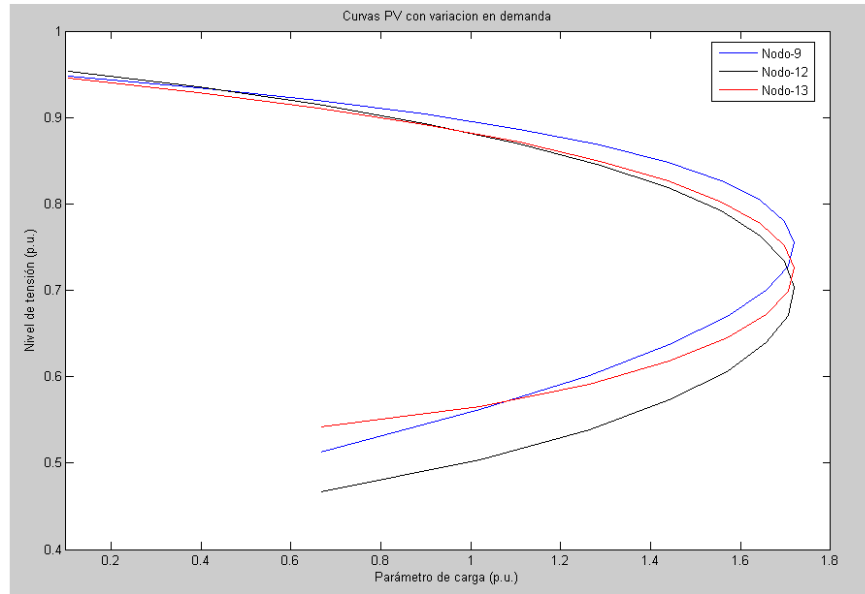


Figura 7.21: Gráfica 3 variación en demanda nodos 9, 12 y 13.

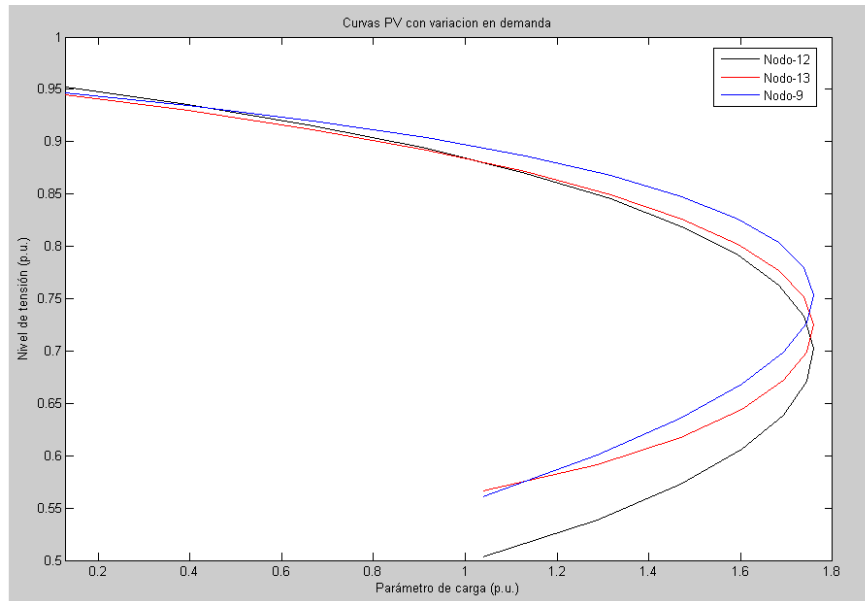


Figura 7.22: Gráfica 4 variación en demanda nodos 9, 12 y 13.

en el nodo 12 y 0,7208 en el nodo 13 ver figura (7.23). Para el segundo escenario con $K_L=1,7$ para los nodos mas cargados se tiene un $\lambda=1,541$ y con niveles de tensión de 0,7496 p.u para el nodo 9, 0,6972 p.u. para el nodo 12 y 0,7208 para el nodo 13, ver figura (7.24).

Se puede concluir que si se aumenta el nivel de carga de un sistema de potencia el punto máximo de carga se reducirá considerablemente; por lo tanto estará más cercano a nuestro punto de operación lo cual es importante tener en cuenta en el momento de la planeación de sistemas

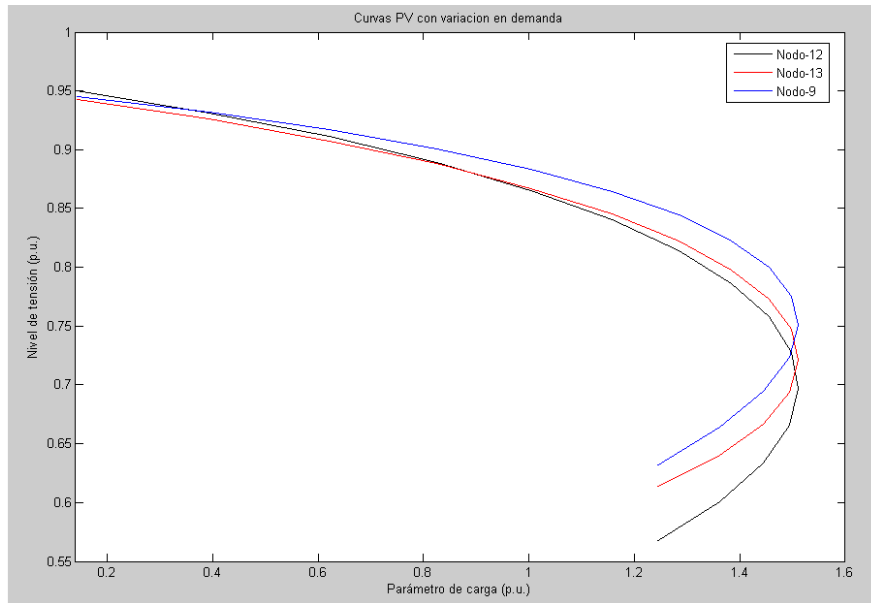


Figura 7.23: Grafica 5 variación en demanda nodos 9, 12 y 13.

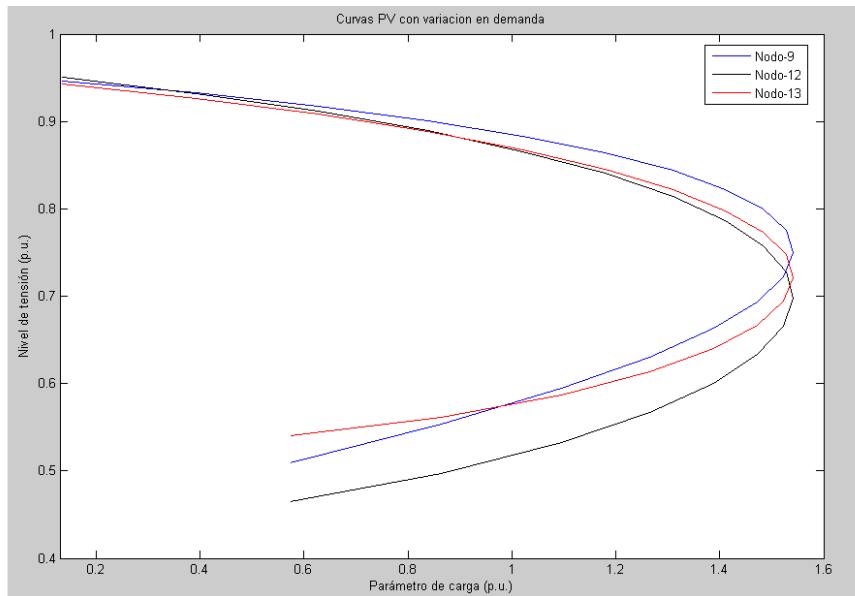


Figura 7.24: Grafica 6 variación en demanda nodos 9, 12 y 13.

eléctricos de potencia.

Cabe anotar que los nodos más propensos a colapso de tensión para los sistemas IEEE14 nodos y IEEE24 nodos son el nodo numero 14 y el nodo numero 12 respectivamente para cada sistema.

CONCLUSIONES

- El método de continuación aplicado a las ecuaciones de flujo de potencia es una herramienta eficiente en el trazado de la curva de carga y en la ubicación del punto máximo de carga PMC, también permite, a partir del comportamiento del vector tangente en la vecindad del punto crítico, tener índices que nos indiquen su proximidad, como es el caso de la derivada respecto λ en el vector tangente ya que su valor disminuye con la cercanía del punto crítico.
- El método de continuación aplicado a las ecuaciones de flujo de potencia y asociado a la técnica de parametrización local demostró ser capaz de evitar la singularidad en la matriz jacobiana en las proximidades del PMC. Consecuentemente, se ha tornado viable el trazado de las curvas PV para todas las barras del sistema analizado para tener la información pertinente de todo el sistema en cada una de sus barras.
- Un índice de proximidad al punto de colapso puede ser obtenido con el parámetro de carga λ introducido en las ecuaciones de red eléctrica, el cual muestra cual es la capacidad de carga de un sistema de acuerdo a topología con factor de potencia constante. Este margen puede ser muy útil para los operadores de red ya que este muestra que tan cerca se encuentra el sistema en términos de potencia activa al máximo nivel de carga que se puede soportar.
- Con el flujo de potencia continuado se puede hacer un análisis de la cargabilidad de un sistema de potencia, así como la máxima cargabilidad para diferentes valores de carga y de generación, por lo tanto este método es de gran utilidad ya que la demanda y la generación en los sistemas eléctricos de potencia esta en constante variación y así se puede proveer futuros puntos de operación constatándose así que no se esté trabajando en un punto cercano al colapso de tensión.
- Al realizar el análisis de las curvas PV se observó que las barras que presentan menor perfil de tensión y que a su vez presenten menor magnitud de tensión en el PMC son las

barras más débiles o propensas a un colapso de tensión, por lo tanto estas barras son las que deben ser estudiadas más detalladamente en el momento de realizar la planeación.

- Se observó que los sistemas de prueba con incrementos desiguales en generación obtuvieron su mayor PMC para el caso en el que el aporte de generación, es el menor posible para el nodo slack. Por lo tanto, se debe tener en cuenta estas variaciones dependiendo del punto de operación en el cual se encuentre el sistema que se está analizando, con el fin de no caer en inestabilidad.
- En las pruebas realizadas para el campo de incrementos desiguales en la carga se concluyó que el valor del parámetro de carga λ en el PMC es de mayor magnitud si el sistema se encuentra levemente cargado y disminuye a medida que se incrementa la carga del sistema, esto es muy importante en el momento de realizar la planeación, ya que puede estar muy cercano al punto de operación del sistema al PMC, lo cual podría terminar en un colapso de tensión.

Bibliografía

- AJJARAPU V. y CHRISTY C., 1992. The continuation power flow: a tool for steady state voltage stability analysis. IEEE Transactions on Power Systems 7 (1).
- ALVES D. A., 2000. Obtenção do ponto de máximo carregamento em sistemas elétricos de potência utilizando novas técnicas de parametrização para o método de continuação. Ph.D. thesis, Universidade Estadual de Campinas, São Paulo.
ZARES:2001
- CANIZARES, C. A. (Ed.), 2001. Voltage stability assessment, procedures and guides. IEEE/PES Power system stability subcommittee special publication.
URL <http://www.power.uwaterloo.ca>
ZARES:1993
- CANIZARES, C. A. y ALVARADO, F. L., 1993. Point of collapse and continuation methods for large ac/dc systems. IEEE Transactions on Power Systems 8 (1).
- CHIANG, H. D., FLUECK, A. J., SHAH, K. S., BALU, N., 1995. CPFLOW: A practical tool for tracing power system steady-state stationary behavior due to load and generation variations. IEEE Transactions on Power Systems 10 (2).
- GANTMACHER, F. R., 1977. The theory of matrices. v. 1(2).
- HILL, D. J.; LÖF, P.-A.; ANDERSON, G., 1990. Analysis of long-term voltage stability. In: POWER SYSTEM COMPUTATION CONFERENCE. Graz, Austria.
- IBA, K., SUZUKI, H., EGAWA, M., WATANABE, T., 1991. Calculation of critical loading condition with nose curve using homotopy continuation method. IEEE Transactions on Power Systems 6 (2).
- IRISARRI, G. D., WANG, X., TONG, J., MOKTARI, S., 1997. Maximum loadability of power system using interior point nonlinear optimization method. IEEE Transactions on Power Systems 12 (1).
- KUNDUR, P.; MORISON, G.; GAO, B., 1992. Voltage stability evaluation using modal analysis. IEEE Transactions on Power Systems 7 (4).
- SEYDEL, R., 1994. Practical bifurcation and stability analysis from equilibrium to chaos. Springer Verlag, New York.
- SIMÕES COSTA A., 2002. Dinâmica e controle de sistemas elétricos de potência. Notas de aula.
URL <http://www.labspot.ufsc.br/~simoes>
- ZAMBRONI DE SOUZA, A. C., 1995. New techniques to efficiently determine proximity to static voltage collapse. PhD thesis.
URL <http://ilinizu.uwaterloo.ca/~claudio/thesis/antonio.pdf>
- ZAMBRONI DE SOUZA, A. C.; CANIZARES, C. Q. V., 1997. New techniques to speed up voltage collapse computations using tangent vectors. IEEE Transactions on Power Systems 12 (3).

APÉNDICE

BASE DE DATOS SISTEMA IEEE 14 NODOS

```

08/19/93 UW ARCHIVE          100.0  1962 W IEEE 14 Bus Test Case
BUS DATA FOLLOWS          14 ITEMS
1 Bus 1      HV 1 1 3 1.060 0.0 0.0 0.0 232.4 -16.9 0.0 1.060 0.0 0.0 0.0 0.0 0
2 Bus 2      HV 1 1 2 1.045 -4.98 21.7 12.7 40.0 42.4 0.0 1.045 50.0 -40.0 0.0 0.0 0
3 Bus 3      HV 1 1 2 1.010 -12.72 94.2 19.0 0.0 23.4 0.0 1.010 40.0 0.0 0.0 0.0 0
4 Bus 4      HV 1 1 0 1.019 -10.33 47.8 -3.9 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0
5 Bus 5      HV 1 1 0 1.020 -8.78 7.6 1.6 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0
6 Bus 6      LV 1 1 2 1.070 -14.22 11.2 7.5 0.0 12.2 0.0 1.070 24.0 -6.0 0.0 0.0 0
7 Bus 7      ZV 1 1 0 1.062 -13.37 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0
8 Bus 8      TV 1 1 2 1.090 -13.36 0.0 0.0 0.0 17.4 0.0 1.090 24.0 -6.0 0.0 0.0 0
9 Bus 9      LV 1 1 0 1.056 -14.94 29.5 16.6 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.19 0
10 Bus 10     LV 1 1 0 1.051 -15.10 9.0 5.8 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0
11 Bus 11     LV 1 1 0 1.057 -14.79 3.5 1.8 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0
12 Bus 12     LV 1 1 0 1.055 -15.07 6.1 1.6 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0
13 Bus 13     LV 1 1 0 1.050 -15.16 13.5 5.8 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0
14 Bus 14     LV 1 1 0 1.036 -16.04 14.9 5.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0
-999
BRANCH DATA FOLLOWS          20 ITEMS
1 2 1 1 1 0 0.01938 0.05917 0.0528 0 0 0 0 0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
1 5 1 1 1 0 0.05403 0.22304 0.0492 0 0 0 0 0 0.0 0.0 0.0 0.0
2 3 1 1 1 0 0.04699 0.19797 0.0438 0 0 0 0 0 0.0 0.0 0.0 0.0
2 4 1 1 1 0 0.05811 0.17632 0.0340 0 0 0 0 0 0.0 0.0 0.0 0.0
2 5 1 1 1 0 0.05695 0.17388 0.0346 0 0 0 0 0 0.0 0.0 0.0 0.0
3 4 1 1 1 0 0.06701 0.17103 0.0128 0 0 0 0 0 0.0 0.0 0.0 0.0
4 5 1 1 1 0 0.01335 0.04211 0.0 0 0 0 0 0.0 0.0 0.0 0.0
4 7 1 1 1 0 0.0 0.20912 0.0 0 0 0 0 0.978 0.0 0.0 0.0
4 9 1 1 1 0 0.0 0.55618 0.0 0 0 0 0 0.969 0.0 0.0 0.0
5 6 1 1 1 0 0.0 0.25202 0.0 0 0 0 0 0.932 0.0 0.0 0.0
6 11 1 1 1 0 0.09498 0.19890 0.0 0 0 0 0 0.0 0.0 0.0 0.0
6 12 1 1 1 0 0.12291 0.25581 0.0 0 0 0 0 0.0 0.0 0.0 0.0
6 13 1 1 1 0 0.06615 0.13027 0.0 0 0 0 0 0.0 0.0 0.0 0.0
7 8 1 1 1 0 0.0 0.17615 0.0 0 0 0 0 0.0 0.0 0.0 0.0
7 9 1 1 1 0 0.0 0.11001 0.0 0 0 0 0 0.0 0.0 0.0 0.0
9 10 1 1 1 0 0.03181 0.08450 0.0 0 0 0 0 0.0 0.0 0.0 0.0
9 14 1 1 1 0 0.12711 0.27038 0.0 0 0 0 0 0.0 0.0 0.0 0.0
10 11 1 1 1 0 0.08205 0.19207 0.0 0 0 0 0 0.0 0.0 0.0 0.0
12 13 1 1 1 0 0.22092 0.19988 0.0 0 0 0 0 0.0 0.0 0.0 0.0
13 14 1 1 1 0 0.17093 0.34802 0.0 0 0 0 0 0.0 0.0 0.0 0.0
-999
LOSS ZONES FOLLOWS          1 ITEMS
1 IEEE 14 BUS
-99
INTERCHANGE DATA FOLLOWS          1 ITEMS
1 2 Bus 2      HV 0.0 999.99 IEEE14 IEEE 14 Bus Test Case
-9
TIE LINES FOLLOWS          0 ITEMS
-999
END OF DATA

```

APÉNDICE

BASE DE DATOS SISTEMA IEEE 24 NODOS

Línea (n-m)	Número	Tipo	r_{jn} (pu Ω)	x_{jn} (pu Ω)	y'_{jn} (pu Ω)	S_{jn}^{max} (puMVA)	\bar{S}_{jn}^{max} (puMVA)
N1-N2	L1	0	0.0026	0.0139	0.4611	1.75	1.93
N1-N3	L2	0	0.0546	0.2112	0.0572	1.75	2.08
N1-N5	L3	0	0.0218	0.0845	0.0229	1.75	2.08
N2-N4	L4	0	0.0328	0.1267	0.0343	1.75	2.08
N2-N6	L5	0	0.0497	0.1920	0.0520	1.75	2.08
N3-N9	L6	0	0.0308	0.1190	0.0322	1.75	2.08
N3-N24	L7	1	0.0023	0.0839	0.0000	4.00	5.10
N4-N9	L8	0	0.0268	0.1037	0.0281	1.75	2.08
N5-N10	L9	0	0.0228	0.0883	0.0239	1.75	2.08
N6-N10	L10	0	0.0139	0.0605	2.459	1.75	1.93
N7-N8	L11	0	0.0159	0.0614	0.0166	1.75	2.08
N8-N9	L12	0	0.0427	0.1651	0.0447	1.75	2.08
N8-N10	L13	0	0.0427	0.1651	0.0447	1.75	2.08
N9-N11	L14	1	0.0023	0.0839	0.0000	4.00	5.10
N9-N12	L15	1	0.0023	0.0839	0.0000	4.00	5.10
N10-N11	L16	1	0.0023	0.0839	0.0000	4.00	5.10
N10-N12	L17	1	0.0023	0.0839	0.0000	4.00	5.10
N11-N13	L18	0	0.0061	0.0476	0.0999	5.00	6.00
N11-N14	L19	0	0.0054	0.0418	0.0879	5.00	6.00
N12-N13	L20	0	0.0061	0.0476	0.0999	5.00	6.00
N12-N23	L21	0	0.0124	0.0966	0.2030	5.00	6.00
N13-N23	L22	0	0.0111	0.0865	0.1818	5.00	6.00
N14-N16	L23	0	0.0050	0.0389	0.0818	5.00	6.00
N15-N16	L24	0	0.0022	0.0173	0.0364	5.00	6.00
N15-N21	L25	0	0.0063	0.0490	0.1030	5.00	6.00
N15-N24	L26	0	0.0067	0.0519	0.1091	5.00	6.00
N16-N17	L27	0	0.0033	0.0259	0.0545	5.00	6.00
N16-N19	L28	0	0.0030	0.0231	0.0485	5.00	6.00
N17-N18	L29	0	0.0018	0.0144	0.0303	5.00	6.00
N17-N22	L30	0	0.0135	0.1053	0.2212	5.00	6.00
N18-N21	L31	0	0.0033	0.0259	0.0545	5.00	6.00
N19-N20	L32	0	0.0051	0.0396	0.0833	5.00	6.00
N20-N19	L33	0	0.0051	0.0396	0.0833	5.00	6.00
N20-N23	L34	0	0.0028	0.0216	0.0455	5.00	6.00
N21-N15	L35	0	0.0063	0.0490	0.1030	5.00	6.00
N21-N18	L36	0	0.0033	0.0259	0.0545	5.00	6.00
N21-N22	L37	0	0.0087	0.0678	0.1424	5.00	6.00
N23-N20	L38	0	0.0028	0.0216	0.0455	5.00	6.00

Nudo	Tipo	PD_n (MW)	QD_n (MVar)	G_j (pu Ω)	B_j (pu Ω)	Área	Vbase (kV)
N1	PV	108	22	0	0	1	138
N2	PV	97	20	0	0	1	138
N3	PQ	180	37	0	0	1	138
N4	PQ	74	15	0	0	1	138
N5	PQ	71	14	0	0	1	138
N6	PQ	136	28	0	-1.00	1	138
N7	PV	125	25	0	0	1	138
N8	PQ	171	35	0	0	1	138
N9	PQ	175	36	0	0	1	138
N10	PQ	195	40	0	0	1	138
N11	PQ	0	0	0	0	1	230
N12	PQ	0	0	0	0	1	230
N13	Oscilante	265	54	0	0	2	230
N14	PV	194	39	0	0	2	230
N15	PV	317	64	0	0	2	230
N16	PV	100	20	0	0	2	230
N17	PQ	0	0	0	0	2	230
N18	PV	333	68	0	0	2	230
N19	PQ	181	37	0	0	2	230
N20	PQ	128	26	0	0	2	230
N21	PV	0	0	0	0	2	230
N22	PV	0	0	0	0	2	230
N23	PV	0	0	0	0	2	230
N24	PQ	0	0	0	0	2	230

Datos de los transformadores del sistema

Línea (n-m)	Número	RT_{jn}^0 (pu)	RT_{jn}^{min} (pu)	RT_{jn}^{max} (pu)
N3-N24	L7	1.0	0.9	1.1
N9-N11	L14	1.0	0.9	1.1
N9-N12	L15	1.0	0.9	1.1
N10-N11	L16	1.0	0.9	1.1
N10-N12	L17	1.0	0.9	1.1

ALGORITMO DESARROLLADO EN SOFTWARE MATLAB

Flujo de carga por el metodo de Newtoin Raphson Datos de entrada
Matriz [LINEAS]: Ni Nf R(pu) X(pu) Y/2(pu)

Matriz [NODOS]: N Tipo Pg(pu) Qg(pu) Pd(pu) Qd(pu) V KL KG

Tipo

1. Slack
2. Generador
3. Carga

clc

clear all

Lineas= [];

Nodos=[];

exactitud = 0.0001;

Datos a P.U

Nl=length(Lineas(:,1)); No. de lineas y trafos

Nb=length(Nodos(:,1)); No. de barras

Aqui empieza el flujo de carga

```

Codb=Nodos(:,2);
j=sqrt(-1);
ni = Lineas(:,1);
nf = Lineas(:,2);
R = Lineas(:,3);
X = Lineas(:,4);
Bc = j*Lineas(:,5);
MV=Nodos(:,7); Magnitud inicial del V
AV=zeros(Nb,1); Angulo inicial del V
V=MV.*(cos(AV)+j*sin(AV));
Genero la Ybus
Ybus=zeros(Nb,Nb); inicializa Ybus en ceros
Z=R+j*X; Impedancias de los elementos
y=ones(Nl,1)./Z; Admitancia de los elementos
Formacion de los elementos fuera de la diagonal
for k=1:Nl;
Ybus(ni(k),nf(k))=Ybus(ni(k),nf(k))-y(k);
Ybus(nf(k),ni(k))=Ybus(ni(k),nf(k));
end
Formacion de los elementos de la diagonal
for n=1:Nb
for k=1:Nl
if ni(k)==n
Ybus(n,n) = Ybus(n,n)+y(k)+Bc(k);
elseif nf(k)==n
Ybus(n,n) = Ybus(n,n)+y(k)+Bc(k);
else, end
end
end
Formacion de la Bsh
for k=1:Nl;
Bsh(ni(k),nf(k))=Bc(k);
Bsh(nf(k),ni(k))=Bc(k);
end
poscar=find(Codb==3); Posicion
nocar=length(poscar); No. de nodos de carga
posgen=find(Codb==2); Posicion
nogen=length(posgen); No. de nodos de generacion
poslack=find(Codb==1); Posicion del slack
noslack=length(poslack);
poscargen=find(Codb==3 I Codb==2);

```

Valores especificados

```
Ses=(Nodos(:,3)-Nodos(:,5))'+j*(Nodos(:,4)-Nodos(:,6))';
```

Valores calculados

```
Scal=zeros(1,Nb);
```

```
for i=1:Nb
```

```
  PScal=0;
```

```
  QScal=0;
```

```
  if Codb(i)==2 I Codb(i)==3
```

```
    for k=1:Nb
```

```
      PScal=abs(V(i))*abs(V(k))*abs(Ybus(i,k))*cos(angle(V(i))-angle(V(k))-angle(Ybus(i,k)))+PScal;
```

```
      QScal=abs(V(i))*abs(V(k))*abs(Ybus(i,k))*sin(angle(V(i))-angle(V(k))-angle(Ybus(i,k)))+QScal;
```

```
    end
```

```
    Scal(i)=PScal+j*QScal;
```

```
  end
```

```
end
```

```
Error=Ses-Scal;
```

Errores de potencia

```
dp=zeros(1,(nocar+nogen));
```

```
dq=zeros(1,nocar);
```

```
kk1=1;
```

```
kk2=1;
```

```
for i=1:Nb
```

```
  if Codb(i)==2 I Codb(i)==3
```

```
    Pespecificado(kk1)=real(Ses(i));
```

```
    Pcalculado(kk1)=real(Scal(i));
```

```
    dp(kk1)=real(Error(i));
```

```
    kk1=kk1+1;
```

```
  end
```

```
  if Codb(i)==3
```

```
    Qespecificado(kk2)=imag(Ses(i));
```

```
    Qcalculado(kk2)=imag(Scal(i));
```

```
    dq(kk2)=imag(Error(i));
```

```
    kk2=kk2+1;
```

```
  end
```

```
end
```

Vector de errores

```
delpot=[dp dq];
```

Comprobar tolerancia

```
nco=length(delpot(1,:));
```

```
exac=zeros(1,nco);
```

```
for i=1:nco
```

```

if abs(delpot(i))<=exactitud
exac(i)=1;
else
exac(i)=0;
end
end
exac2=ones(1,nco);
ex=isequal(exac,exac2);
Jaco=0;
iteriter=0;
while ex==0 ----- Iteracion Principal -----
construccion del jacobiano
HJ=zeros(nocar+nogen,nocar+nogen); Matriz H
for k=1:nocar+nogen
for k1=1:nocar+nogen
if poscargen(k)==poscargen(k1)
HJ(k,k1)=-imag(Scal(poscargen(k)))-imag(Ybus(poscargen(k),poscargen(k)))*MV(poscargen(k))^2;
else

$$HJ(k,k1) = -real(V(poscargen(k))*real(V(poscargen(k1)))*imag(Ybus(poscargen(k),poscargen(k1))))$$


$$- real(V(poscargen(k))*imag(V(poscargen(k1)))*real(Ybus(poscargen(k),poscargen(k1))))$$


$$+ imag(V(poscargen(k))*real(V(poscargen(k1)))*real(Ybus(poscargen(k),poscargen(k1))))$$


$$- imag(V(poscargen(k))*imag(V(poscargen(k1)))*imag(Ybus(poscargen(k),poscargen(k1))));$$

end
end
end

NJ=zeros(nocar+nogen,nocar); Matriz N
for k=1:nocar+nogen
for k1=1:nocar
if poscargen(k)==poscar(k1)
NJ(k,k1)=real(Scal(poscargen(k)))+real(Ybus(poscargen(k),poscargen(k)))*MV(poscargen(k))^2;
else

$$NJ(k,k1) = real(V(poscargen(k))*real(V(poscar(k1)))*real(Ybus(poscargen(k),poscar(k1))))$$


$$- real(V(poscargen(k))*imag(V(poscar(k1)))*imag(Ybus(poscargen(k),poscar(k1))))$$


$$+ imag(V(poscargen(k))*real(V(poscar(k1)))*imag(Ybus(poscargen(k),poscar(k1))))$$


$$+ imag(V(poscargen(k))*imag(V(poscar(k1)))*real(Ybus(poscargen(k),poscar(k1))));$$

end
end
end

JJ=zeros(nocar,nocar+nogen); Matriz J

```

```

for k=1:nocar
for k1=1:nocar+nogen
if poscar(k)==poscargen(k1)
JJ(k,k1)=real(Scal(poscar(k)))-real(Ybus(poscar(k),poscar(k)))*MV(poscar(k))^2;
else
JJ(k,k1) = -(real(V(poscar(k)))*real(V(poscargen(k1)))*real(Ybus(poscar(k),poscargen(k1)))
- real(V(poscar(k)))*imag(V(poscargen(k1)))*imag(Ybus(poscar(k),poscargen(k1)))
+ imag(V(poscar(k)))*real(V(poscargen(k1)))*imag(Ybus(poscar(k),poscargen(k1)))
+ imag(V(poscar(k)))*imag(V(poscargen(k1)))*real(Ybus(poscar(k),poscargen(k1))));
end
end
end

LJ=zeros(nocar,nocar); Matriz L
for k=1:nocar
for k1=1:nocar
if poscar(k)==poscar(k1);
LJ(k,k1)=imag(Scal(poscar(k)))-imag(Ybus(poscar(k),poscar(k)))*MV(poscar(k))^2;
else
LJ(k,k1) = -real(V(poscar(k)))*real(V(poscar(k1)))*imag(Ybus(poscar(k),poscar(k1)))
- real(V(poscar(k)))*imag(V(poscar(k1)))*real(Ybus(poscar(k),poscar(k1)))+imag(V(poscar(k))
*real(V(poscar(k1)))*real(Ybus(poscar(k),poscar(k1)))-imag(V(poscar(k)))*imag(V(poscar(k1)))
* imag(Ybus(poscar(k),poscar(k1)));
end
end
end

Jaco = [HJNJ; JJJ];
Voltajesnuevos
Vdel = inv(Jaco)*(delpot)';
DelA = Vdel(1 : nocar + nogen, 1);
DelV = Vdel(nocar + nogen + 1 : nocar + nogen + nocar, 1);
Actualizaciondevariables
ang = zeros(1, Nb);
vol = zeros(1, Nb);
Para el vector de angulos y voltajes
kk1 = 1;
kk2 = 1;
for i = 1 : Nb
if Codb(i) == 2 | Codb(i) == 3
ang(i) = DelA(kk1, 1);
AV(i) = AV(i) + ang(i);

```

```

kk1 = kk1 + 1;
end
ifCodb(i) == 3
vol(i) = DelV(kk2, 1);
MV(i) = MV(i) * (1 + vol(i));
kk2 = kk2 + 1;
end
end
Voltajeactualizado
fork = 1 : Nb
V(k) = MV(k) * (cos(AV(k)) + j * sin(AV(k)));
end
Valorescalculados
Scal = zeros(1, Nb);
fori = 1 : Nb
PScal = 0;
QScal = 0;
ifCodb(i) == 2ICodb(i) == 3
fork = 1 : Nb
PScal = abs(V(i))*abs(V(k))*abs(Ybus(i, k))*cos(angle(V(i))-angle(V(k))-angle(Ybus(i, k)))+
PScal;
QScal = abs(V(i))*abs(V(k))*abs(Ybus(i, k))*sin(angle(V(i))-angle(V(k))-angle(Ybus(i, k)))+
QScal;
end
Scal(i) = PScal + j * QScal;
end
end
Error = Ses - Scal;
Erroresdepotencia
dp = zeros(1, (nocar + nogen));
dq = zeros(1, nocar);
kk1 = 1;
kk2 = 1;
fori = 1 : Nb
ifCodb(i) == 2ICodb(i) == 3
Pespecificado(kk1) = real(Ses(i));
Pcalculado(kk1) = real(Scal(i));
dp(kk1) = real(Error(i));
kk1 = kk1 + 1;
end
ifCodb(i) == 3

```

```

Qespecificado(kk2) = imag(Ses(i));
Qcalculado(kk2) = imag(Scal(i));
dq(kk2) = imag(Error(i));
kk2 = kk2 + 1;
end
end
Vectordeerrores
delpot = [dpdq];
Comprobartolerancia
nco = length(delpot(1,:));
exac = zeros(1,nco);
for i = 1 : nco
    if abs(delpot(i)) <= exactitud
        exac(i) = 1;
    else
        exac(i) = 0;
    end
end
exac2 = ones(1,nco);
ex = isequal(exac,exac2);
iteriter = iteriter + 1;
end ----- Finiteracionprincipal -----
-----
Valores finales
disp('Iteraciones')
disp(iteriter);
disp('Voltajes finales en radianes')
disp([abs(V) angle(V)]);
disp('PyQcalculado')
disp(Pcalculado);
disp(Qcalculado);
I = Ybus * V;
Sn = 0;
for k = 1 : Nb
    Sn(k) = V(k) * conj(I(k,1));
end
Il = 0;
Sl = 0;
for i = 1 : Nb
    for k = 1 : Nb
        if i = k

```

```

Il(i,k) = ((V(i) * Bsh(i,k)) + ((V(k) - V(i)) * Ybus(i,k)));
Sl(i,k) = V(i) * conj((V(i) * Bsh(i,k)) + ((V(k) - V(i)) * Ybus(i,k)));
end
end
end
*****flujocontinuado*****
tic
exactitud1 = 0,0001;
*****jacobianoaumentado*****

Vector columna
k=1;
for i=1:Nb
if Codb(i)==2 | Codb(i)==3
VJaco1(k,1)=Nodos(i,8)*cos(atan(Nodos(i,6)/Nodos(i,5)))-Nodos(i,3)*Nodos(i,9);
k=k+1;
end
end
k=1;
for i=1:Nb
if Codb(i)==3
VJaco2(k,1)=Nodos(i,8)*sin(atan(Nodos(i,6)/Nodos(i,5)));
k=k+1;
end
end
nuevoJaco=[Jaco [VJaco1; VJaco2]; zeros(1,nocar+nogen+nocar) 1 ];jacobiano aumentado con
el
parametro de carga
d=[abs(V) angle(V)];
k=1;
for i=1:Nb
if Codb(i)==2 | Codb(i)==3
X1nuevo1(k,1)=d(i,2);
k=k+1;
end
end
k=1;
for i=1:Nb
if Codb(i)==3
X1nuevo2(k,1)=d(i,1);
k=k+1;

```

```

end
end
X1nuevo=[X1nuevo1;X1nuevo2;0];
disp('voltajes angulos lambda iniciales')
disp(X1nuevo)
*****tomando dato inicial*****
SGMA=0.1***SIGMA INICIAL
Xk=[zeros(1,nocar+nogen+nocar) 1];*****vector ej inicial
iteriterin=0;
Vigualar=[zeros(1,nocar+nogen+nocar) 1]';vector a igualar para obtencion del vector tangente
Vtan=[zeros(1,nocar+nogen+nocar) 1]';vector tangente para inicializar
posmax=max(Xk);
iteriterin=0;
tic
while ex==1
*****cambio de vector a igualar por cambio en parametro de continuacion*****
*****chequeando si el parametro crece o decrece*****
if Xk(1,nocar+nogen+nocar+1) =1  Vtan(nocar+nogen+nocar+1)==1
Xk=[zeros(1,nocar+nogen+nocar) 1];
end
calculo del vector tangente

    if Xk(1,nocar+nogen+nocar+1) =1
Vigualar=[zeros(1,nocar+nogen+nocar) -1]';
end
Vtan=inv(nuevoJaco)*Vigualar;
N=norm(Vtan)
A=max(x);
posmax=find(x>=A);
L=Vtan(posmax,1);
Xk=zeros(1,nogen+nocar+nocar+1);
Xk(1,posmax)=1;
Xk
*****predictor tangente*****

    X1nuevo=X1nuevo+SGMA.*Vtan; ECUACION PREDICTORA
disp('predictor')
disp(X1nuevo)
delX1nuevo=SGMA.*Vtan; Prediccion Punto de operacion
DelX1A=delX1nuevo(1:nocar+nogen,1);
DelX1V=delX1nuevo(nocar+nogen+1:nocar+nogen+nocar,1);

```


*****Actualizacion de variables*****

*****en el predictor*****

ang=zeros(1,Nb);

vol=zeros(1,Nb);

Para el vector de angulos y voltajes

kk1=1;

kk2=1;

for i=1:Nb

if Codb(i)==2 I Codb(i)==3

ang(i)=DelX1A(kk1,1);

AV(i)=AV(i)+ang(i);

kk1=kk1+1;

end

if Codb(i)==3

vol(i)=DelX1V(kk2,1);

MV(i)=MV(i)*(1+vol(i));

kk2=kk2+1;

end

end

prediccion del punto siguiente

*****voltajes y angulos*****

for k=1:Nb

V(k)=MV(k)*(cos(AV(k))+j*sin(AV(k)));

end

— correccion de punto de operacion por el metodo de NR —

valores calculados

Scal=zeros(1,Nb);

for i=1:Nb

PScal=0;

QScal=0;

if Codb(i)==2 I Codb(i)==3

for k=1:Nb

PScal=abs(V(i))*abs(V(k))*abs(Ybus(i,k))*cos(angle(V(i))-angle(V(k))-angle(Ybus(i,k)))+PScal
+(Nodos(i,8)*cos(atan(Nodos(i,6)/Nodos(i,5)))-Nodos(i,3)*Nodos(i,9))*X1nuevo(nocar+nogen+nocar
+1,1)/100;

QScal=abs(V(i))*abs(V(k))*abs(Ybus(i,k))*sin(angle(V(i))-angle(V(k))-angle(Ybus(i,k)))+QScal
+ Nodos(i,8)*sin(atan(Nodos(i,6)/Nodos(i,5)))*X1nuevo(nocar+nogen+nocar+1,1)/100;

end

Scal(i)=PScal+j*QScal;

end

```

end
Error=Ses-Scal;
Errores de potencia
dp=zeros(1,(nocar+nogen));
dq=zeros(1,nocar);
kk1=1;
kk2=1;
for i=1:Nb
if Codb(i)==2 I Codb(i)==3
Pespecificado(kk1)=real(Ses(i));
Pcalculado(kk1)=real(Scal(i));
dp(kk1)=real(Error(i));
kk1=kk1+1;
end
if Codb(i)==3
Qspecificado(kk2)=imag(Ses(i));
Qcalculado(kk2)=imag(Scal(i));
dq(kk2)=imag(Error(i));
kk2=kk2+1;
end

```

```

end

```

Vector de errores

```

delpot=[dp dq 0];
disp('deltas de potencia')
disp(delpot')
Comprobar tolerancia
nco=length(delpot(1,:));
exac=zeros(1,nco);
for i=1:nco
if abs(delpot(i))<=exactitud1
exac(i)=1;
else
exac(i)=0;
end
end
exac2=ones(1,nco);
ex=isequal(exac,exac2);
ex=0;
iteriter=0;

```

```

while ex==0
HJ=zeros(nocar+nogen,nocar+nogen); Matriz H
for k=1:nocar+nogen
for k1=1:nocar+nogen
if poscargen(k)==poscargen(k1)
HJ(k,k1)=-imag(Scal(poscargen(k)))-imag(Ybus(poscargen(k),poscargen(k)))*MV(poscargen(k))^2;
else

$$HJ(k, k1) = -\text{real}(V(\text{poscargen}(k))) * \text{real}(V(\text{poscargen}(k1))) * \text{imag}(Ybus(\text{poscargen}(k), \text{poscargen}(k1))) -$$


$$\text{real}(V(\text{poscargen}(k))) * \text{imag}(V(\text{poscargen}(k1))) * \text{real}(Ybus(\text{poscargen}(k), \text{poscargen}(k1))) +$$


$$\text{imag}(V(\text{poscargen}(k))) * \text{real}(V(\text{poscargen}(k1))) * \text{real}(Ybus(\text{poscargen}(k), \text{poscargen}(k1))) -$$


$$\text{imag}(V(\text{poscargen}(k))) * \text{imag}(V(\text{poscargen}(k1))) * \text{imag}(Ybus(\text{poscargen}(k), \text{poscargen}(k1)));$$

end
end
end

NJ=zeros(nocar+nogen,nocar); Matriz N
for k=1:nocar+nogen
for k1=1:nocar
if poscargen(k)==poscar(k1)
NJ(k,k1)=real(Scal(poscargen(k)))+real(Ybus(poscargen(k),poscargen(k)))*MV(poscargen(k))^2;
else

$$NJ(k, k1) = \text{real}(V(\text{poscargen}(k))) * \text{real}(V(\text{poscar}(k1))) * \text{real}(Ybus(\text{poscargen}(k), \text{poscar}(k1))) -$$


$$\text{real}(V(\text{poscargen}(k))) * \text{imag}(V(\text{poscar}(k1))) * \text{imag}(Ybus(\text{poscargen}(k), \text{poscar}(k1))) + \text{imag}(V(\text{poscargen}(k))) * \text{real}(V(\text{poscar}(k1))) * \text{imag}(Ybus(\text{poscargen}(k), \text{poscar}(k1))) +$$


$$\text{imag}(V(\text{poscargen}(k))) * \text{imag}(V(\text{poscar}(k1))) * \text{real}(Ybus(\text{poscargen}(k), \text{poscar}(k1)));$$

end
end
end

JJ=zeros(nocar,nocar+nogen); Matriz J
for k=1:nocar
for k1=1:nocar+nogen
if poscar(k)==poscargen(k1)
JJ(k,k1)=real(Scal(poscar(k)))-real(Ybus(poscar(k),poscar(k)))*MV(poscar(k))^2;
else

$$JJ(k, k1) = -(\text{real}(V(\text{poscar}(k))) * \text{real}(V(\text{poscargen}(k1))) * \text{real}(Ybus(\text{poscar}(k), \text{poscargen}(k1))) -$$


$$\text{real}(V(\text{poscar}(k))) * \text{imag}(V(\text{poscargen}(k1))) * \text{imag}(Ybus(\text{poscar}(k), \text{poscargen}(k1))) + \text{imag}(V(\text{poscar}(k))) * \text{real}(V(\text{poscargen}(k1))) * \text{imag}(Ybus(\text{poscar}(k), \text{poscargen}(k1))) +$$


$$\text{imag}(V(\text{poscar}(k))) * \text{imag}(V(\text{poscargen}(k1))) * \text{real}(Ybus(\text{poscar}(k), \text{poscargen}(k1))));$$

end
end
end

```

end

```

    LJ=zeros(nocar,nocar); Matriz L
    for k=1:nocar
    for k1=1:nocar
    if poscar(k)==poscar(k1)
    LJ(k,k1)=imag(Scal(poscar(k)))-imag(Ybus(poscar(k),poscar(k)))*MV(poscar(k))^2;
    else
    LJ(k,k1) = -real(V(poscar(k))*real(V(poscar(k1)))*imag(Ybus(poscar(k),poscar(k1))) -
    real(V(poscar(k))*imag(V(poscar(k1)))*real(Ybus(poscar(k),poscar(k1)))+imag(V(poscar(k))*
    real(V(poscar(k1)))*real(Ybus(poscar(k),poscar(k1)))-imag(V(poscar(k))*imag(V(poscar(k1)))*
    imag(Ybus(poscar(k),poscar(k1))));
    end
    end
    end
    Jaco = [HJNJ; JLLJ];
    Vectorcolumna
    k = 1;
    for i = 1 : Nb
    if Codb(i) == 2 | Codb(i) == 3
    VJaco1(k,1) = Nodos(i,8) * cos(atan(Nodos(i,6)/Nodos(i,5))) - Nodos(i,9) * Nodos(i,3);
    k = k + 1;
    end
    end
    k = 1;
    for i = 1 : Nb
    if Codb(i) == 3
    VJaco2(k,1) = Nodos(i,8) * sin(atan(Nodos(i,6)/Nodos(i,5)));
    k = k + 1;
    end
    end
    nuevoJaco = [Jaco[VJaco1; VJaco2]; Xk]; jacobianoaumentadoconelparametrodecarga
    Voltajesnuevos
    delX0nuevo = inv(nuevoJaco) * (delpot)'
    DelA = delX0nuevo(1 : nocar + nogen, 1);
    DelV = delX0nuevo(nocar + nogen + 1 : nocar + nogen + nocar, 1);
    Actualizaciondevariables
    ang = zeros(1, Nb);
    vol = zeros(1, Nb);
    Paraelvectordeangulosyvoltajes
    kk1 = 1;

```

```

kk2 = 1;
fori = 1 : Nb
    ifCodb(i) == 2ICodb(i) == 3
        ang(i) = DelA(kk1,1);
        AV(i) = AV(i) + ang(i);
        kk1 = kk1 + 1;
    end
    ifCodb(i) == 3
        vol(i) = DelV(kk2,1);
        MV(i) = MV(i) * (1 + vol(i));
        kk2 = kk2 + 1;
    end
end
fork = 1 : Nb
V(k) = MV(k) * (cos(AV(k)) + j * sin(AV(k)));
end
d = [abs(V)angle(V)];
k = 1;
fori = 1 : Nb
    ifCodb(i) == 2ICodb(i) == 3
        X1nuevo1(k,1) = d(i,2);
        k = k + 1;
    end
end
k = 1;
fori = 1 : Nb
    ifCodb(i) == 3
        X1nuevo2(k,1) = d(i,1);
        k = k + 1;
    end
end
X1nuevo = [X1nuevo1; X1nuevo2; X1nuevo(nogen+nocar+nocar+1,1)+delX0nuevo(nogen+
nocar + nocar + 1,1)]; aquiseactualizatambienlambdavalorescalculados
Scal = zeros(1,Nb);
fori = 1 : Nb
    PScal = 0;
    QScal = 0;
    ifCodb(i) == 2ICodb(i) == 3
        fork = 1 : Nb
            PScal = abs(V(i))*abs(V(k))*abs(Ybus(i,k))*cos(angle(V(i))-angle(V(k))-angle(Ybus(i,k)))+
            PScal+(Nodos(i,8)*cos(atan(Nodos(i,6)/Nodos(i,5)))-Nodos(i,3)*Nodos(i,9))*X1nuevo(nocar+

```

```

nogen + nocar + 1, 1)/100;
QScal = abs(V(i))*abs(V(k))*abs(Ybus(i, k))*sin(angle(V(i))-angle(V(k))-angle(Ybus(i, k)))+
QScal + Nodos(i, 8) * sin(atan(Nodos(i, 6)/Nodos(i, 5))) * X1nuevo(nocar + nogen + nocar +
1, 1)/100;
end
Scal(i) = PScal + j * QScal;
end
end
Error = Ses - Scal;
Erroresdepotencia
dp = zeros(1, (nocar + nogen));
dq = zeros(1, nocar);
kk1 = 1;
kk2 = 1;
fori = 1 : Nb
ifCodb(i) == 2|Codb(i) == 3
Pespecificado(kk1) = real(Ses(i));
Pcalculado(kk1) = real(Scal(i));
dp(kk1) = real(Error(i));
kk1 = kk1 + 1;
end
ifCodb(i) == 3
Qespecificado(kk2) = imag(Ses(i));
Qcalculado(kk2) = imag(Scal(i));
dq(kk2) = imag(Error(i));
kk2 = kk2 + 1;
end
end
Vectordeerrores
delpot = [dpdq0];
disp('deltasdepotencia')
disp(delpot')
Comprobartolerancia
nco = length(delpot(1, :));
exac = zeros(1, nco);
fori = 1 : nco
ifabs(delpot(i)) <= exactitud1
exac(i) = 1;
else
exac(i) = 0;
end

```

```

end
exac2 = ones(1, nco);
ex = isequal(exac, exac2);
* * * * * variables en caso de no convergencia * * * * *

    if ex==1
    MVviejo=MV;
    AVviejo=AV;
    Xviejo=X1nuevo;
    Viejojaco=nuevoJaco;
    end
*****almacenamiento de punto corregido*****
if ex==1
disp('PUNTO CORREGIDO')
disp(X1nuevo)
end
*****criterio para la divergencia de un punto*****

    iteriter=iteriter+1
conv=1;
if ex==0
conv=0;
end
if iteriter == 45
ex=1;
end
*****criterio de parada en solucion de baja tension*****

    if Vtan(nogen+nocar+nocar+1)<-0.5
disp('PMC ENCONTRADO');
ex=1;
end
end

*****criterio par encontrar el PMC*****
if ex==1 iteriter <= 45 conv==1
iteriterin=iteriterin+1
if abs(Vtan(nogen+nocar+nocar+1))<0.01
Xpmc=X1nuevo;
end
end

```

```

*****reduccion de tamaño de paso en caso de punto divergente****
if iteriter == 45 conv == 0
disp('convergencia fallo reducir sigma')
X1nuevo=Xviejo;
MV=MVviejo;
AV=AVviejo;
nuevoJaco=Viejojaco;
SGMA=SGMA/N
end
*****criterio de parada en solucion de baja tension*****
if Vtan(nogen+nocar+nocar+1)<-0.5
disp('PMC ENCONTRADO');
disp(Xpmc);
ex=0;
end
end
toc

```

A continuacion se hace una breve explicacion del algoritmo.

En la parte principal del algoritmo se encuentra la entrada de datos, hasta la linea 257 donde se indica que el flujo continuado comienza se encuentra el flujo de potencia convencional, de la linea 258 hasta la 294 se fija la tolerancia que para este caso se encuentra del orden de $1e-05$ y se procede a hacer el aumento en la matriz jacobiana.

De la linea 294 a la 306 se fija el σ inicial, para nuestro caso de 0.1, y se elige el primer parametro de continuación que sera el parametro de carga. A continuacion de la linea 307 a la linea 360 se encuentra el paso predictor con el calculo del vector tangente, se puede observar que el vector tangente es quien determina el siguiente parametro de continuación.

Y por ultimo de la linea 364 hasta la 367 se procede a hacer la correccion del punto predicho, evaluando la tolerancia y divergencia del punto, por que de ser divergente se reduce el tamaño de paso en la medida de la norma euclidiana del vector tangente.